

再生可能エネルギーへの
エネルギー転換の経済効果
～日本における多面的定量評価～

地球環境学舎 博士学位論文

2018 年

小川 祐貴

目次

要旨	4
第 1 章 序論	5
1.1. 持続可能な社会に向けた「エネルギー転換」	5
1.2. 再生可能エネルギーの普及促進政策に関する国際潮流	7
1.3. 日本の再生可能エネルギー政策の現状	10
1.4. 本研究の目的と方法	12
第 2 章 電力システムの変化と再生可能エネルギーの経済的評価	14
2.1. 再エネの導入が国家経済に与える影響	14
2.2. 再エネの導入が地域経済に与える影響	15
2.3. 日本における再エネ導入の経済分析	17
2.4. 再エネ導入の経済効果の分析枠組み	19
第 3 章 日本を対象とするエネルギー政策の定量分析	21
3.1. はじめに	21
3.2. 福島事故以降の日本の電力部門	22
3.3. 分析手法：E3ME-Asia モデルと FTT: Power モデル	23
3.3.1. FTT: Power モデル	23
3.3.2. E3ME-Asia モデル	26
3.3.3. FTT: Power モデルと E3ME-Asia モデルとのリンク	30
3.4. シナリオ設定	31
3.4.1. ベースラインシナリオ (Base)	31
3.4.2. シナリオ 1：原子力発電に対する規制 (S1)	31
3.4.3. シナリオ 2：石炭火力発電に対する規制 (S2)	32
3.4.4. シナリオ 3：原子力発電・石炭火力発電の両方に対する規制 (S3)	32
3.5. 電源構成に関する分析結果	32
3.6. 電源構成の変化による経済・環境への影響	33
3.7. 考察	35
3.8. 結論	37
第 4 章 再生可能エネルギーの地域付加価値創造分析	39
4.1. はじめに	39
4.2. 分析手法	39
4.2.1. 地域付加価値創造分析の先行事例	40
4.2.2. 日本版地域付加価値創造分析モデルの構築	41
4.3. 長野県における再エネ導入による地域付加価値	44
4.3.1. 長野県における再エネ導入状況	44

4.3.2.	推計結果.....	46
4.4.	地方自治体 A における CHP 事業および熱供給事業による地域付加価値	49
4.4.1.	事業概要.....	49
4.4.2.	推計結果.....	50
4.5.	長野県と地方自治体 A の比較考察	54
4.6.	結論	55
第 5 章	再エネ導入による経済効果を享受するための方策.....	57
5.1.	再エネ普及が国・地域に対し正の経済効果を持つ条件	57
5.2.	再エネ導入のコストを低減させるための社会制度	58
5.3.	系統の柔軟性を向上させるための社会制度	60
5.3.1.	発送電分離	60
5.3.2.	分散型エネルギー資源普及に伴うデス・スパイラルへの対応.....	62
5.4.	地域主体による再エネ事業への参入を促す社会制度.....	64
5.4.1.	地域における再エネ産業の育成	64
5.4.2.	支援政策のあり方：FIT 制度と電源三法交付金との比較	64
第 6 章	結論	67
参考文献	69
謝辞	76
付録	78

図表目次

図 1.1：全世界における 1 次エネルギー消費量（単位：EJ）	5
図 1.2：再エネ目標と支援政策を導入している国と地域の数.....	7
図 1.3：IEA 加盟国の一次エネルギー供給に占める再エネ割合（2015 年）	10
図 1.4：日本における再エネ発電電力量の推移.....	11
図 2.1：ドイツにおける GDP と一次エネルギー供給の経年変化	15
図 3.1：FTT: Power モデルにおける系統制約.....	25
図 3.2：E3ME モデルにおけるエネルギー・環境・経済の連関.....	27
図 3.3：E3ME モデルにおける国民経済計算	28
図 3.4：E3ME モデルにおける経済モデルの構造.....	29
図 3.5：日本におけるシナリオ別電源構成・E3ME-Asia モデルによる分析結果	33
図 3.6：日本における電源構成の変化による経済への影響	35
図 4.1：再エネ事業のバリュー・チェーンと付加価値の配分.....	44
図 4.2：長野県の再生可能エネルギー導入状況（2000 年～2014 年, MW）	45
図 4.3：長野県の技術別再生可能エネルギー導入状況（2000 年～2014 年累積）	45
図 4.4：長野県における再生可能エネルギー関連キャッシュフローの経年変化.....	47
図 4.5：バイオガス CHP 事業による地域付加価値の推移（単位：千円）	51
図 4.6：地域熱供給事業による地域付加価値の推移（単位：千円）	52
表 2.1：再エネ導入の経済効果の分析枠組み	20
表 3.1：日本における FIT 買取価格	23
表 3.2 FTT: Power モデルで分析対象とされる電源の一覧.....	24
表 4.1：本研究で分析対象とした再エネ技術	42
表 4.2：電源・主体別地域付加価値ポテンシャル（累積, 億円）	46
表 4.3：電源別地域付加価値ポテンシャル・地域内外比較（累積, 億円）	48
表 4.4：バイオガス CHP 事業・熱供給事業の地域付加価値総額（累積・単位：千円）	52
表 5.1：再エネ導入の経済効果の分析枠組み	57

要旨

持続可能な社会への転換に向けて、これまでの化石燃料中心のエネルギーシステムから、「人類が利用可能な量が無限であること」と「温室効果ガスを排出しないこと」を兼ね備えたエネルギー源を中心としたエネルギーシステムへの転換が求められている。再生可能エネルギー（再エネ）はこれらの条件に近いエネルギー源であり、その普及拡大が世界的な潮流となっている。しかし日本では依然として再エネ中心のエネルギーシステムへの転換は進んでいない。その背景には、再エネを導入することで経済に負の影響が及ぶという複数の定量的な分析に裏付けられた見方がある。学術的には再エネの導入による国単位、あるいは地域単位での経済的な影響に関する研究が蓄積されてきたが、その両者を同時に議論するような研究は少なかった。そこで本研究では、再エネの導入が国単位の経済に与える影響と、地域単位の経済に与える影響をそれぞれ定量的に評価し、これらの分析を基に国単位の経済・地域単位の経済とも再エネの導入による正の経済効果を楽しむための条件やそのための制度について明らかにした。

本研究の構成は次の通りである。まず第 1 章で再エネへのエネルギー転換が求められる背景と、それに向けた国際的な政策潮流、日本国内の現状について概観し、本研究のリサーチ・クエスチョンを確認した。第 2 章ではこれまでのエネルギーシステムの構造変化とエネルギー一般並びに再エネが経済に与える影響に関する先行研究をまとめ、考察を加えた。第 3 章ではマクロ計量モデル E3ME-Asia 及び電源部門に関する技術遷移モデル FTT: Power モデルを用いて日本におけるエネルギー転換が持つ経済的な影響を定量的に評価した。第 4 章ではバリュー・チェーン理論に基づく再エネの地域付加価値創造分析を通じて、地域で実施される再エネ事業が立地地域の経済にどのような影響を与えるか、どのような要素が影響を考慮するにあたって重要なかを定量的に分析した。そして第 5 章でこれらの国単位の経済・地域単位の経済とも再エネの導入による正の経済効果を楽しむための条件を確認し、その条件を実現するための制度的な要件についての検討を行った。本研究を通じて明らかにした、国単位の経済・地域単位の経済とも再エネの導入による正の経済効果を楽しむための条件は「再エネ導入のコストを低減させること」「再エネへの投資を継続するため、系統の柔軟性を向上させること」「地域主体による再エネ事業への参入を促す社会制度を構築すること」の 3 点である。そしてこれらの条件を実現するための制度的要件として「政府が真に野心的な再エネ導入目標を掲げること」「発送電分離を通じて送配電事業者を発電事業から独立した中立的なものとする」「地域における再エネ産業の育成」が必要であることを論じた。

第1章 序論

1.1. 持続可能な社会に向けた「エネルギー転換」

エネルギーは現代社会を支える必需財である。産業革命以降、人類のエネルギー消費量は爆発的に増加してきた（図 1.1）。また、その増加分のほとんどは石炭、石油、天然ガスといった化石燃料で占められており、2008年に全世界で消費された1次エネルギーのうち80%以上は化石燃料に由来している。

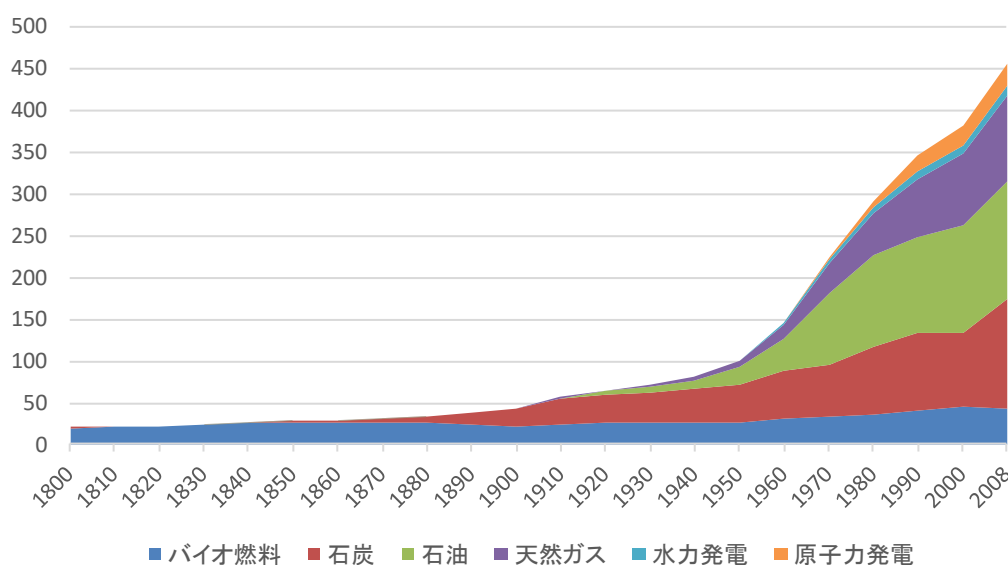


図 1.1：全世界における1次エネルギー消費量（単位：EJ）
出所：Smil（2010）

化石燃料にエネルギー供給の大部分を依存しているという現状に対して 1970 年代以降、様々な観点から警鐘が鳴らされてきた。その論旨は2種類に大別される。

第一に、化石燃料は埋蔵量が有限な資源であり、このまま消費を続ければ将来のある時点で枯渇してしまうという主張がある。1972年に公表された『成長の限界』（Meadows 他, 1972）では、これまで人類は技術の進歩を通じて人口規模や経済成長に関する限界を幾度となく打ち破ってきたが、将来的にはいずれ成長の限界に突き当たるとしており、化石燃料についてはその埋蔵量だけでなく、CO₂ や硫黄酸化物といった汚染物質の排出という側面からも消費し続けることに限界があると主張している。埋蔵量については、その後現在まで採掘される化石燃料が枯渇しておらず、また数十年先までの将来に渡って枯渇することもないという推計もある（Shafiee, 2009）。しかし化石燃料が有限な資源であることに変わりはなく、これに依存しない社会を構築することの必要性に変わりはない。

第二の主張は、化石燃料の消費は二酸化炭素を始めとする温室効果ガスを発生させ、地球規模での気候変動につながり、社会の持続可能性を脅かすというものである。気候変動に関する政府間パネル（IPCC）は、1988年の設立以降、5度に渡って気候変動に関する評価報告書を公表している。2013年から2014年にかけて公表された第5次評価報告書のうち第1作業部会報告書（IPCC, 2013）では、産業革命以降、人為的な温室効果ガス排出量が増加したことで大気中の温室効果ガス濃度が上昇し、気候変動を引き起こしている「可能性が極めて高い」と指摘されている。また気候変動の影響はすでに世界中で現れており、台風やハリケーンなどの気象災害の頻度が高まることや、島嶼国における海水面の上昇といった形で被害を生じさせていることも報告されている。今後、「破滅的な」被害が発生することを防止するため、温室効果ガスの排出量を可能な限り速やかに低減することが求められている。

このように、エネルギー供給を化石燃料に依存する社会のあり方からの転換が求められている。新たなエネルギー源に求められる究極的な条件は上記の論旨を踏まえると「人類が利用可能な量が無限であること」と「温室効果ガスを排出しないこと」の2点に集約される。これらの条件に近いエネルギー源として、原子力と再生可能エネルギー（再エネ）が台頭してきた。この2種類のエネルギー源はいずれもエネルギーを供給する際に温室効果ガスを生じない。ただし原子力エネルギーの供給源であるウラン燃料は有限であり、全世界で原子力発電が想定しうる最大限に導入された場合には、2035年までにすでに判明している資源量のうち30%程度を消費することになるとの分析もある。（NEA & OECD, 2016）。一方で再生可能エネルギーは「自然由来のエネルギー源であり、比較的世界中に普遍的に存在し、かつ半永久的に利用可能である」と定義され（国立環境研究所 地球環境研究センター, 2014）、利用可能な量は設置可能なエネルギー生産設備の量に規定されるものの、適切に利用すれば経時的に利用可能なエネルギー量が減少することはない。

1970年代以降、まず先進国を中心にエネルギー源を化石燃料から原子力へと転換する動きが生じた。原子力エネルギーは電力に変換されて利用されることがほとんどであり、大規模な原子力発電所が米国、ヨーロッパ、日本を中心に立地した。しかし原子力エネルギーには生物に有害な放射線が付随し、適切に管理しなければならないという課題がある。1979年のスリーマイル島における原子力発電所事故や、1986年チェルノブイリにおける原子力発電所事故は原子力エネルギーを適切に管理することの難しさを露呈させ、原子力エネルギーのリスクを顕在化させた。そして2011年の東日本大震災に際して生じた福島第一原子力発電所事故（福島事故）は、日本国内のみならず、国際社会に原子力エネルギーのリスクを強く意識させることとなった。

また原子力エネルギーには、利用後に残る放射性廃棄物の処理という課題も存在する。日本では使用済み核燃料について、現時点では各原子力発電所に付随する中間貯蔵施設での保管を行っているが、中長期的には何らかの形で最終処分が必要となる。その処分地については未だ候補地すらも定まっていない状態である。

他方、再エネによるエネルギー供給は化石燃料や原子力エネルギーによるエネルギー供給と比較してコストが高く、で 2000 年代に入るまで遅々として普及は進まなかった。しかしその重要性は共有されており、特に先進国は様々な支援政策を通じて導入拡大を進めてきた。その潮流は福島事故によって原子力エネルギーのリスクが強く意識されるようになったことでますます加速した。例えばドイツは福島事故後にエネルギー政策の方向性を大きく変え、再生可能エネルギーを中心としたエネルギーシステムの構築を目指す”Energie Wende”（エネルギー大転換）を打ち出した。

1.2. 再生可能エネルギーの普及促進政策に関する国際潮流

再エネはエネルギー分野において温室効果ガスの排出を削減する有効な手段であり、また近年では世界的な普及の拡大によってコストの低減も認められることから、再エネの導入について数値目標を掲げ、普及促進政策を打ち出す国や地域が増え続けている（図 1.2）。

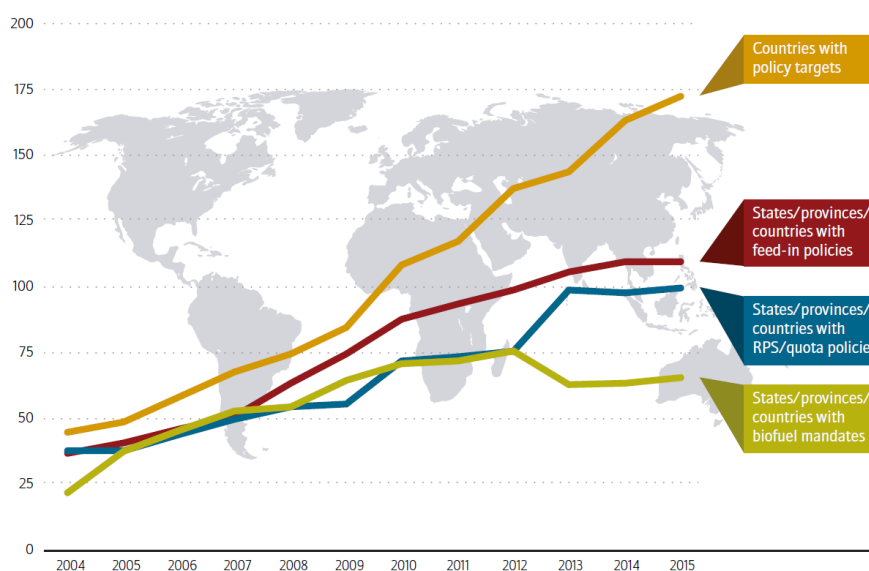


図 1.2：再エネ目標と支援政策を導入している国と地域の数

出所：REN21(2017), Figure 36, p.83

EU では加盟国全体での再エネ導入目標を設定し、それを各国の状況に応じて割り当てる方法をとっている。EU 全体での目標は最終エネルギー消費に占める再エネの割合を 2020 年までに 20%、2030 年までに 27%とすることとなっている（EU Commission, 2017）。また米国では個々の州政府がエネルギー政策についても強い権限を有しており、ニューヨーク州（New York State Energy Planning Board, 2015）やカリフォルニア州（California Legislative Information, 2015）が 2030 年までに州内で消費される電力の 50%を再エネでまかなうとの目標を掲げるなど、野心的な取り組みを実施しているところもある。

再エネに対する普及促進政策として代表的なものに FIT 制度 (Feed-in Tariff) がある¹。FIT 制度とは「電力事業者が再生可能エネルギーを一定期間・一定の価格で買い取ることを義務づけるもの」(石倉, 2013) である。しかし再エネの普及を促進する制度として FIT 制度を捉えるならば、この単純な定義だけでは不十分である。朝野 (2014) が「FIT は固定された売電価格を長期間保証することによって、再エネ発電事業をリスクの少ない投資に仕立てることで、普及拡大につなげるもの」と指摘するように、発電事業によって得られる収入を長期に渡って予見可能にすることが FIT 制度を再エネの普及拡大につなげるために決定的に重要である。従って対象となる技術や買取期間・買取価格だけでなく、そもそも買い取りがどのように保証されるのか、買い取りが行われないことがあるとすればそれはどのような場合か、その程度はどのように決定されるか、といった内容も FIT 制度を構成する要素として考慮する必要がある。また制度が長期に渡って存続するために、再エネに対して行われる支払いの財源がどのように確保されるのか、という費用負担のあり方も検討する必要がある。

FIT 制度の代表例としてはドイツの FIT 制度が挙げられる。ドイツの FIT 制度を規定する再生可能エネルギー法 (EEG) は 2000 年に開始されて以降、2017 年末現在までに 5 度 (2004 年、2009 年、2012 年、2014 年、2017 年) 改定されており、直近では 2017 年に改定されている。買取対象となる再エネ技術は風力・太陽光・地熱・バイオガス・小水力・バイオマスとされている。ただし買取期間・買取価格が外生的に与えられる一厳密な意味での「固定価格買取」が適用されるのは 500kW 以下の電源に限られる。500kW 以上の規模の電源については市場価格にプレミアムを上乗せした価格を受け取ることができる。このプレミアムは、技術や規模ごとに決められた kWh あたりの価格から、その技術による電力の市場価格を差し引いて決定されることとなっており、実質的には FIT 制度であると言える。100kW 以上の電源がこのプレミアムを受け取るためには市場で電力を販売することが条件となっており、買取価格を保証しながら電力システム全体の安定化に資する運用を再生可能エネルギー電源に促す制度となっている (山家, 2015)。買取期間およびプレミアムの適用期間は技術や規模によらず 20 年とされている。また FIT 制度の適用を受けるためには配電事業者が遠隔操作で出力抑制できるような装置を設置することも再エネ事業者側に義務付けられている。

各再エネ電源に対する買取価格は EEG によって一定期間ごとに低減していくか、新規設備容量に応じて変化するかのどちらかに定められている。陸上風力は原則として 3 ヶ月につき 0.4% ずつ買取価格を引き下げることとしているが、年間 2,400~2,600MW の目標値が設定されており、実際に導入された容量がこの目標値を上回る場合は買取価格が更に引き下げられ、目標値を下回る場合には買取価格の引き下げが緩やかになり、極端なケースで

¹ 本節のうち、本段落以下は小川 (2017) をもとにしている (小川 (2017) の出典は、参考文献一覧に記述する。記述方法は、以下同様)。

は買取価格を引き上げることも想定されている。太陽光についても同様に年間 2,400～2,600MW の目標値設定がなされており、買取価格の変化率は実際の導入容量と目標値との差によって決定することとされている。同様の目標値はこの他にバイオガスおよびバイオマス発電にも設定されており、それぞれ 100MW とされている。ただし埋立地や下水処理に由来するバイオガスは例外であり、年間 1.5%の引き下げ率が一律に適用される。また小水力も年率 0.5%の引き下げ率が、地熱については 2018 年以降 5%の引き下げ率が設定されている。なお太陽光については FIT 制度の適用を受ける設備容量に上限が設定されており、52,000MW を超える設備が制度の対象となると、翌月初より買取価格が 0 となることも定められている。また各電源に適用される買取価格はその設備が運開する時点での価格となる。よって電源の開発が遅ればそれだけ適用される買取価格も低減することになる。

2014 年の改定以降、買取価格とその引き下げ率が法律の条文に明記されていることはドイツの FIT 制度の大きな特徴と言える。これによって再エネ事業に参入する主体は自らの事業についての収入を見通しやすくなり、投資リスクが小さくなる。一方で制度を運用する政府の側からは目標値に応じた価格設定をとることで設備の導入を補助しながら買い取りにかかる費用を抑え、費用効率的な再エネの普及拡大につながると考えられる。

更にドイツの EEG では再エネ電源が系統に対して「優先接続」されなくてはならないことが規定されている。この優先接続は伝統的な電源、すなわち各種の火力電源や原子力電源に対するものであり、再エネよりも優先される電源は存在しない。また配電事業者は自エリアに接続された再エネ電源からの電力を全て受け容れる義務がある。これは再エネ電源の電力が他の電源種からの電力よりも優先して電力を供給することを意味し、「優先給電」と言える。ただし電力システム全体の安定性を保つための例外規定も存在する。再エネ以外の電源からの電力供給が電力システムの安全性と信頼性を維持するために必要な場合は配電事業者が遠隔操作によって再エネ電源の出力抑制を行うことができる。ただしその場合は制御を行う 1 日前までにどのタイミングでどの程度の出力抑制が発生すると予測されるか、事前に通知しなければならない。出力抑制を受けた事業者はそれによって失った収入の 95%を補償され、また失った収入が見込まれる年収の 1%を超えた場合には該当する年のそれ以降に発生する出力抑制について全額補償を受けることができる。

最後に費用負担についてであるが、EEG の下では 100kW 以下の電源に対する FIT 制度およびそれ以外の電源に対するプレミアム制度のいずれについても、再エネ電源に対して支払われた買取費用は電力の最終消費者が負担することとなっている。ただし製造業、鉄道事業者および電力集約的な事業者はこの賦課金の負担が一部または全額免除される。新規に再エネ電源を開発するに際して必要となる系統整備にかかる費用も配電事業者、小売事業者を通じて消費者が負担する仕組みになっている。再エネ事業者は系統整備費用を負担せず、また配電事業者に対して配電網の使用料を支払う義務も負わないが、配電事業者はかかった費用を最終消費者に転嫁することで回収できるようになっている (BMJV, 2017、RES LEGAL Europe, 2017)。

このように多くの国や地域で再エネの導入に関する数値目標が設定され、支援政策が導入されたことで世界的に再エネの導入が進展している。IEA 加盟国における一次エネルギー供給のうち再エネが占める割合で比較すると、半数以上にあたる 16 カ国で一次エネルギーの 10%を再エネで供給しているが、日本は 5%余りに過ぎず、韓国に次いで低い水準となっている。(図 1.3)。

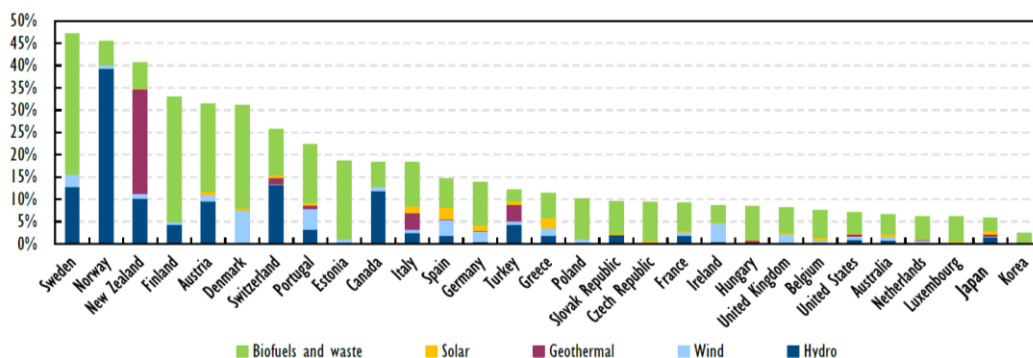


図 1.3: IEA 加盟国の一次エネルギー供給に占める再エネ割合 (2015 年)

出所: IEA, 2016, Figure 9.1, p.120

1.3. 日本の再生可能エネルギー政策の現状

日本では 2003 年から 2012 年 6 月まで、一般電気事業者に対して電力供給のうち一定の割合を再エネによってまかなうことを義務付ける RPS 制度(Renewable Portfolio Standard)が実施されてきた。しかし導入義務量が小さく設定されたため、RPS 制度下では再エネ普及が進展してこなかった。2003 年から 2011 年までの再エネ(太陽光・風力・地熱)による発電電力量の増加率は年平均で約 9%に過ぎない。そこで、再エネ導入の先進国と見られていたドイツ等にならって日本でも 2012 年 7 月から FIT 制度が導入された。特に制度開始から 3 年間は再エネの急速な導入拡大を目的として「例外的に、利潤に特に配慮する」(調達価格等算定委員会, 2014)ものとされた。また多様な再エネ電源の導入を促進する観点から、各再エネ技術について異なる買取価格が設定された。FIT 制度が導入されてから日本でも再エネの導入が急速に拡大し、特に太陽光発電による発電電力量は制度導入から約 3 年間で 40 倍以上に増加した(図 1.4)。

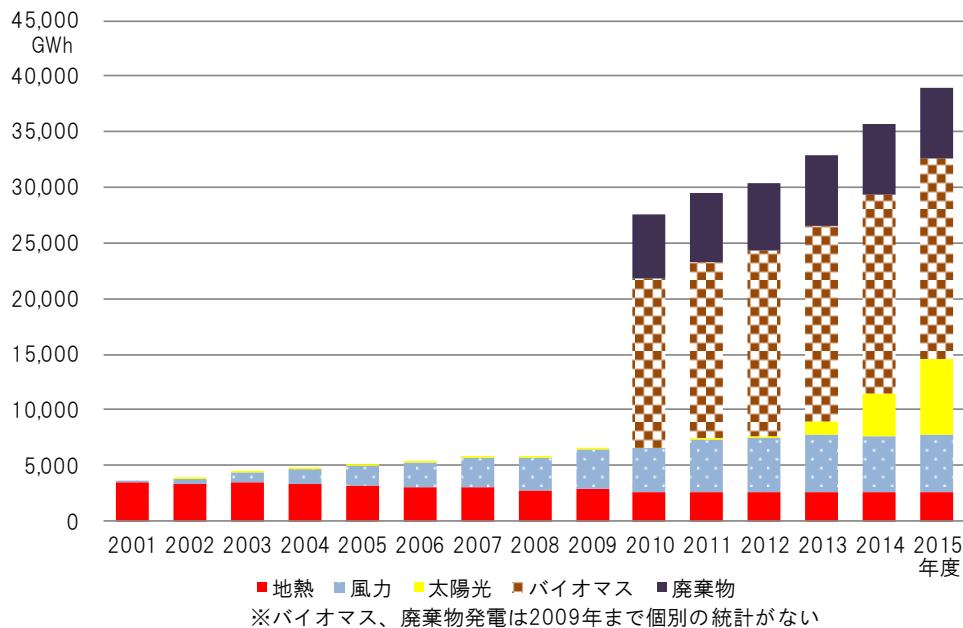


図 1.4：日本における再エネ発電電力量の推移
出所：資源エネルギー庁（2017a）より筆者作成

一方で太陽光発電以外の、風力発電や地熱発電、バイオマス発電といった再エネは FIT 制度導入後も発電電力量に大きな変化はない。その原因は FIT 制度そのものよりも、再エネを取り巻くその他の規制や制度にある。

風力発電は太陽光発電と比べて適地が限られるが、環境省（2012）によるポテンシャル推計では非住宅用太陽光のポテンシャル（中位推計）が全国で約 124GW、陸上風力発電のポテンシャル（中位推計）が全国で約 136GW と陸上風力発電の方が多い。しかし 2017 年 3 月末時点における 20kW 以上の風力発電の FIT 制度認定容量は約 6.9GW であり、1,000MW 以上の太陽光発電の認定容量 40.8GW と比較して少なくなっている（経済産業省, 2017）。風力発電はバードストライクや稼働中の低周波音が周辺住民に与える影響への懸念から、環境アセスメントが義務づけられている。その手続きに 5 年から長い場合には 10 年近く必要となることがあり、再エネ事業者から見ると事業計画を策定してから実際に収益が得られるまでに長期間かかることとなる。そのため FIT 制度開始後、制度の認定を受けても実際に稼働を開始した案件はわずかであり、発電電力量が増加していない。加えてこうした状況下では資金繰りに余裕のある一定規模以上の事業者でなければ事業に取り組むことができず、事業主体が限られることから案件の開発件数も少なくなってしまう。

また、2014 年 9 月に九州電力が再エネの系統接続に関する申請に対する回答を保留したことをきっかけとして、再エネの系統接続に関する課題も表面化した。再エネ電源は電力系統に接続されて需要家に対する電力供給を行うことができなければ、エネルギー源としての価値を發揮することは困難である。しかし現在の日本の系統運用ルールにおいては再

エネが最も優先されるべき電源として位置づけられておらず、系統全体で電力供給が過剰になっている場合には原子力発電を含む「長期固定電源」よりも先に出力抑制するものとされている（電力広域的運営推進機関, 2017a, 第 174 条, 下げ調整力が不足する場合の措置）。また各地域の送配電事業者（旧一般電気事業者）は実際に導入された再エネ設備の容量ではなく、FIT 制度の認定容量に基づいて電力系統内の各地点における再エネの「接続可能量」を示しており、特に太陽光発電の認定容量が多くなっている地域でそれ以上の再エネ接続は不可能であると主張している。この「接続可能量」については詳しい算定方法が公開されていない上、実際には各送配電事業者が所管する送電線の潮流に空き容量があることが明らかとなっている（電力広域的運営推進機関, 2017b）。また、そもそもこの接続可能量なる概念によって「再エネの技術的接続上限を設けている国は事実上日本以外にない」とも指摘されている（安田, 2016）。

電力系統への接続が認められる場合でも高額な系統整備費用の負担が前提となることがある。再エネ事業者が高額の系統整備費用を負担しなくてはならない根拠は資源エネルギー庁（2015）による電力系統の増強費用の負担ルールにある。このルールでは電力系統のうち上位 2 電圧を基幹系統とし、基幹系統については新たな電源の設置によって増強が必要となる場合でも「一般負担」として発電事業者ではなく送配電事業者が費用を負担し、消費者に転嫁することを原則としている。他方、上位 3 電圧以下の系統増強が新たな電源の設置によって必要となった場合には、新規に参入した発電事業者と送配電事業者とが増強費用を分担することとなる。再エネ電源は小規模分散型であり、上位 3 電圧以下に接続されることが多く増強費用の負担が必要となる。上記のルールでは発電事業者による系統増強の費用負担額としていくつかのケースが例示されているが、いずれも発電事業者の負担分は 5 億円を超える。1MW 規模の太陽光発電で初期投資額は約 5 億円、一般的な風力発電所でも約 50 億円（いずれもエネルギー・環境会議 コスト等検証委員会, 2011）であり、例示されているように系統増強にかかる費用として 5 億円以上を要求されればたちまち事業性が失われてしまう。

日本における、「接続可能量」による新規再エネ電源に対する接続規制や、高額な系統整備費用負担は事実上の接続拒否として機能し、新たな再エネ電源の立地を難しくしている。

1.4. 本研究の目的と方法

FIT 制度をはじめとする、再エネに対する支援政策や、再エネに関連する環境規制、系統接続の課題については日本でも多数の研究が蓄積されている。代表的な研究としては諸富他（2015a）や植田他（2016）が挙げられる。また山家他（2017）もドイツをはじめとする海外諸国の再エネ普及促進政策について分析している。これらの研究により、再エネの導入量を拡大するための支援政策のあり方や、導入される再エネを電力系統で最大限に活用するために求められる電力システムの制度設計のあり方については多くが明らかにされている。しかし再エネの導入を社会の経済的な発展に繋げるための条件は、課題として残さ

れている。

再エネの導入が経済に与える影響については、すでに国単位（例えばエネルギー・環境会議, 2012、Pollitt 他, 2014）やより小さな地域単位での定量的な分析がすでに行われている（例えば石川他, 2012、中村, 2015、稗貫, 2017）。国単位の分析については、再エネの導入が進展するシナリオの方がそうでないシナリオと比較して経済に負の影響を与えることが明らかにされているが、負の影響を正に転換するための方法については十分に検討されていない。地域単位を対象とした既存の分析については、産業連関表を用いた分析が主流となっているが、産業連関表は作成頻度が 5 年に 1 度と少なく、また規模の小さな地域での作成はコスト面の負担が大きく難しいといった課題が残されている。また国単位の分析と地域単位の分析を同時に議論している例は少なく、国単位、地域単位の双方で再エネの導入が同時に正の経済効果を持つための方法については明らかになっていない。

そこで本研究では日本を対象に再エネの導入が経済に与える影響について、国単位での定量的な分析と地域単位での定量的な分析の双方を行い、再エネ導入が国単位の経済と地域単位の経済の双方に対して正の経済効果を持つための条件を明らかにする。地球環境の保全と人間社会の持続可能な発展とを両立させることが地球環境学の指向するところであり、本研究は再エネを中心とするエネルギーシステムへの転換による地球環境の保全と、国・地域それぞれの単位での社会の経済面における持続可能な発展とを両立させる方策を明らかにすることで、地球環境学の発展に貢献するものである。

本論文の構成と分析手法は以下の通りである。まず第 2 章では、これまでに行われてきたエネルギーと経済、そして再エネと経済の関わりに関する先行研究を概観し、それらが国単位あるいは地域単位を対象として行われ、両者を同時に扱う議論が十分でなかったことを指摘するとともに、両者を同時に扱う議論が必要であることを指摘する。第 3 章ではマクロモデル E3ME-Asia を用いて、日本におけるエネルギー選択の違いが国単位の経済に対してどのような影響を与えるかについて定量的な分析を行う。第 4 章ではバリュー・チェーン理論に基づくボトムアップ型の地域付加価値創造分析モデルを用いて、日本の都道府県や地方自治体における再エネ事業の取り組みが、その地域の経済にどのような影響を与えるかについて定量的な分析を行う。第 5 章で第 3 章及び第 4 章の分析を総合し、両者の結果やその含意から、再エネ導入が国単位の経済と地域単位の経済の双方に対して正の経済効果を持つための条件について議論を展開し、第 6 章で結論を述べる。

第2章 電力システムの変化と再生可能エネルギーの経済的評価

再エネが本格的に普及するようになったのは21世紀に入ってからであるが、再エネが経済に与える影響についてはこれまでも様々な分析、評価が蓄積されてきている。またそれ以前にもエネルギーと経済との関係について様々な角度からの分析、評価が行われている。本章ではこうした先行研究について概観し、再エネの導入が国家経済及び地域経済にどのように影響するかについてまとめる。そしてこの両者の連関を明らかにする多面的評価の必要性について論じる。

2.1. 再エネの導入が国家経済に与える影響

再エネの本格的な普及以前から、エネルギーと国家経済との関連については様々に関心が寄せられてきた。Meadows 他 (1972) は、経済の成長と人口の増加に伴ってより多くのエネルギーが必要となることを指摘する先駆的な研究である。特に、当時エネルギー供給の中心を担っていた化石燃料は有限であり、社会がこれに依存する限りは、技術の発展によって効率的なエネルギー利用が進化したとしてもいずれは資源の制約によって経済や人口の成長が限界を迎えるという指摘は、エネルギーと経済成長との関連について世界的な関心を喚起する契機となった。

これ以降、過去の統計データに基づく実証分析、シミュレーションによる将来推計の双方でエネルギーと国家経済との関連を明らかにしようとする取り組みは大きく広がった。実証分析の分野においては、例えば Sharma (2010) が1986年から2005年までの期間について、66カ国を対象として、GDPに、インフレ率、所得、総固定資本形成、貿易、労働力といった経済指標と、1人あたりエネルギー消費量や総エネルギー消費量、電力消費量、発電電力量、エネルギー生産量、化石燃料消費量といったエネルギー消費量に関する指標とが与える影響を分析している。これによると66カ国全体を対象とした分析ではエネルギー消費量に関する指標はいずれもGDPの増加と相関があり、特に1人あたりエネルギー消費量や総エネルギー消費量が有意にGDPの増加と相関するとの結果が得られている。また日本を含む東アジア・南アジア・太平洋地域の11カ国を対象とした分析では、特に電力消費量が有意にGDPの増加と相関するとの結果が得られている。

しかし個別の国家経済を観察すると、エネルギー消費が経済成長と相関していない例も見られる。例えばドイツでは1990年以降、リーマン・ショックによって世界的に経済が停滞した2008年から2009年の期間を除き、一貫して経済成長を続けてきた。その一方で一次エネルギー消費量は2002年まで継続して減少しており、それ以降も年間4,000PJ余りで目立った増減は見られない(図2.1)。このような現象は経済成長とエネルギー消費量の「デカップリング」と呼ばれ、ドイツの他にもイギリスやデンマークなど複数の国でも同様の現象が生じている。

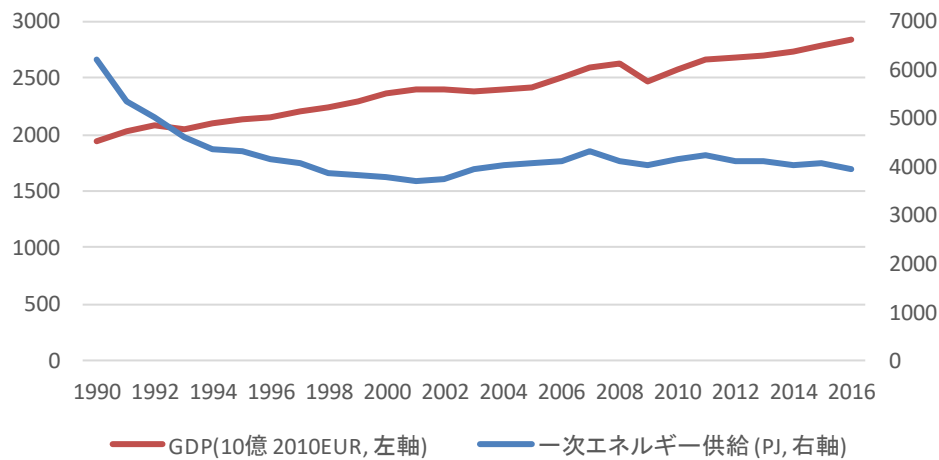


図 2.1：ドイツにおける GDP と一次エネルギー供給の経年変化
出所：BMW i (2017) より筆者作成

こうした現象が生じてきた背景には、温室効果ガスの排出削減や燃料輸入の抑制によるエネルギー自給率の向上と、経済成長という一見相反する課題を同時に達成する方法について各国が検討し、政策的な取り組みを進めてきたことがある。その検討において重要な役割を果たすのが、数理モデルを用いた政策の定量的な分析である。数理モデルは現実の経済に関する統計データと、経済的な理論に基づいて構築され、様々な経済主体の相互の連関を描写し、政策がどのような経路で経済に影響を及ぼすか、政策の違いが経済への影響にどのような差異をもたらすかを定量的に分析するものである。すでに政策決定の根拠としてこうした数理モデルによるエネルギー政策の影響評価が用いられており、例えば EU レベルを対象とした分析では、野心的な再エネ導入目標に対して GDP や雇用といった経済指標に関する正の効果がより大きく期待できるとの結果が示されている (Duscha 他, 2014)。また国単位でも、再エネの導入を進めることが経済に対して正の効果を持つとの結果が得られている (例えば Blazejczak 他, 2014)。

2.2. 再エネの導入が地域経済に与える影響

1970 年代から 20 世紀末まで、エネルギーと経済との関連についての関心は、もっぱらエネルギーと国家経済との関連に終始してきた。その要因は当時のエネルギー供給体制にある。20 世紀後半のエネルギー供給、特に電力供給は少数の大規模な発電所で電力を生産し、それを送電網や配電網によって個々の需要家に届けるという形態が主であった。電力はすでに社会の活動にとって必要不可欠なものとなっており、需要を十分に満たすだけの電力を安定して安価に供給することは主に国の責務と考えられた。その背景には、発電も送配電も巨額の初期投資を要するため複数の企業が参入することが却って費用面での非効

率をもたらすと考えられていたことがある。発電部門においては大規模化するほど発電量あたりの費用が小さくなっていく「規模の経済」が働くことが認識されており、大規模なダムを用いた水力発電や石炭、石油などの化石燃料をエネルギー源とする火力発電所が電力供給の中心を担うこととなった。こうした環境下では独占企業に発電・送電・配電を担わせることが社会的な最適解であるとされた。そして国家が自国のエネルギー需要をどのように満たすかを計画し、それに従って電源の整備を主導することが社会にとって最も効率的であると考えられた。

しかし発電部門における規模の経済は、経年による技術進歩とともに徐々に妥当性を失っていった。発電部門における規模の経済に関する初期の研究として挙げられる Christensen & Greene (1976) は、1955年と1970年における米国の発電部門について、企業単位の発電電力量を被説明変数とするトランスログ費用関数を利用して規模の経済²が存在するかどうか推定している。これによると1955年と1970年でいずれも発電電力量が増加すると発電電力量あたりの平均費用が逡減する規模の経済が存在する。しかし企業あたり発電電力量が増加すると規模の経済は縮小し、一定規模を越えると有意な規模の経済は見られなくなる。また1955年時点では標本企業(124社)のうち95%以上(118社)で有意な規模の経済が見られたのに対し、1970年時点では標本企業(114社)のうち有意な規模の経済が見られる企業は85%(97社)に留まり、すでに規模の経済が縮小しつつあることが指摘されている。後の研究でも、規模の経済が徐々に縮小していることが示されている。その要因としては従来、発電部門の中心を担ってきた、水力発電や石炭火力発電のように1基あたりの出力が大きく巨額の初期投資を要する電源と異なり、1基あたりに出力が相対的に小さく初期投資も少なくて済む天然ガス火力発電などの技術が台頭してきたことも挙げられる(例えば Hisnanick & Kymn, 1999)。

このように規模の経済が縮小したことを背景に、発電部門は市場競争による効率化が可能な部門だという認識が広がった。そこで、1990年代後半以降、それまで発電・送電・配電・小売の各部門を単独の企業体を実施する垂直統合型の産業構造から、公共インフラとして自然独占の構造が残る送電・配電部門と市場化が可能な発電・小売部門とを分離し(発送電分離)、電力市場を自由化する動きが世界各地で生じた。こうした動きと並行して、気候変動への懸念から温室効果ガスである二酸化炭素の排出を抑制する必要性が徐々に認識されるようになってきた。化石燃料を主なエネルギー源とする発電部門は多くの国や地域で温室効果ガスの主要な排出源であり、従来型の化石燃料による火力発電を、発電の際に温室効果ガスを排出しない非化石電源で代替する必要性が生じたのである。そのために利用が進められたエネルギーの1つが再エネである。1990年代後半の時点では再エネによる発電コストは既存の電源と比較して非常に高価であったため、再エネによって発電された電

² Christensen (1976) では発電にかかる総費用を資本、労働力、燃料の量と価格、そして発電電力量によって説明しようとする推定式を用いた分析を行っている。その上で規模の経済は $<1 - (\text{総費用の変化率} / \text{生産量の変化率})>$ と定義される。

力を一定の価格で一定の期間に渡って買い取ることを保証する固定価格買取制度(FIT 制度)や、需要家に対して電力を販売する小売事業者に対し販売する電力のうち一定の割合を再エネによってまかなうよう義務付ける RPS 制度 (Renewable Portfolio Standard) などといった支援政策が導入されることとなった。

RPS 制度は導入量についての制限が課される一方で価格については制限せず、再エネ事業者からの入札によって買取価格を決定する。そのため RPS 制度では再エネ電源間での競争が働き、より安いコストで再エネの導入を進めることができると考えられた。しかし再エネ事業者側から見ると、自らが投資した再エネ電源が補助の対象になるかどうかを見通すことが難しく、投資の予見性は低い。また調達に際して価格交渉力を発揮することが可能な大規模事業者の方が、小規模な事業者よりも発電コストを抑えやすく、入札において有利になりやすい。一方で FIT 制度は要件を満たす電源に対して価格と買取期間を保証するが、導入量についての制限は課されない。そのため小規模な事業者であっても要件を満たせば投資の予見性が高く、参入しやすいという特徴がある。2000 年に FIT 制度を導入しているドイツでは再エネ設備の半分近くについて個人や農家が所有権を有していると言われる (RAP, 2015)。また再エネ資源は地域固有の資源であるとの考え方から、デンマークでは地域外の企業が再エネ電源を開発する際に立地地域の住民に対して一定の所有権を持つ機会を与えなくてはならないとの規制が導入されている (Agora Energiewende and DTU Management Engineering, 2015)。日本でも、RPS 制度が実施されていた 2003 年から 2012 年までに設立された市民・地域共同発電所に取り組む団体の設立は 5 団体に留まるのに対し、FIT 制度が施行された 2012 年以降に設立された同様の団体は 24 団体に上るとの報告 (気候ネットワーク, 2017) もあり、FIT 制度の方が小規模な地域主体による参入が容易であると言える。

電力市場の自由化と再エネに対する FIT 制度の導入は、それまで国が主導してきたエネルギー供給の分野に地域の小規模な主体が参入することを可能にした。これに伴って学術的にも地域レベルでエネルギーに取り組むことが、どのように地域経済に影響するかを評価することに関心が向けられるようになった。地域における再エネ事業への取り組みに関する経済評価には、産業連関分析を応用する手法 (石川他, 2012 など) や、再エネ事業そのもののキャッシュフローを出発点として経済波及効果を積み上げていく手法 (Heinbach 他, 2014) などが挙げられる。両手法の特徴や差異については第 4 章で詳述するが、いずれも地域主体が再エネ事業に取り組むことで地域経済に正の経済効果をもたらすことを示している点は共通している。

2.3. 日本における再エネ導入の経済分析

エネルギーシステムは市場制度の導入と発展、従来のエネルギーシステムを中心であった化石燃料を利用する電源の環境影響への懸念を背景に、大規模集中型電源を中心とする構造から、再エネを中心とする小規模分散型の構造へと移行しつつある。それによってエネ

ルギーと経済の関係性についての学術的な関心も、国単位を対象とするものから地域単位を対象とするものへと拡がりを見せ、再エネの導入が国や地域の経済に与える影響についての研究も蓄積されつつある。しかし、両者を同時に議論する研究は少ない。しかし再エネの導入を加速し、温室効果ガスの排出を抑制した持続可能なエネルギーシステムへの転換を進めていくために、再エネが国単位の経済に与える影響と地域単位の経済に与える影響の双方を同時に正とする条件を明らかにすることは有用である。

再エネはこれまでのエネルギーシステムを中心であった大規模集中型電源と比較して、小規模かつ分散型であるという特徴を有している。また供給可能なエネルギーの量が立地する地域の自然条件に大きく左右される点も大規模集中型電源とは大きく異なる。よってその導入を加速していくという観点からは、従来の電源開発よりも多数の、また多様な主体の参加が望ましい。特に立地地域の住民を巻き込んだ資源開発が、受容性の観点からも再エネの開発においては重要である。従来の大規模集中型電源でも、立地地域の住民との関係性については一定の配慮がなされてきたが、大規模集中型電源の開発には巨大な資本が必要となることから地域住民が投資主体として事業に参画することは想定されてこなかった。しかし小規模分散型の再エネ事業については地域住民の事業参画も十分に想定され、地域住民の意志決定に関わる判断材料として、再エネの導入が地域にもたらす経済的な影響の定量的な分析は有用である。また地域も主体として巻き込むことで進展する再エネの普及が、国単位の経済に与える影響を評価することで、国として取り組む政策のあり方を定めることも重要となる。

また再エネの普及は人口減少や経済の停滞によって疲弊する地方を再建するきっかけとなる可能性を秘めている。しかし従来の電源開発のように、都市に拠点を置く大資本による開発では地方がエネルギー支出を通じて経済力を奪われるという構造は変わらない。国単位での分析では、地方がより活性化する形での再エネの普及と、地方の疲弊を加速する形での再エネの普及とを区別して論じることはできない。こうした観点から分析、評価を加えるには、地域単位で再エネの普及がもたらす経済的な影響を評価することが必要となる。その半面、地域単位での分析だけでは再エネの導入に関する目標値の達成度合いや電力価格などマクロな指標にどのような影響があるかを評価することはできない。

日本における再エネの導入が国単位の経済に与える影響に関する定量的な分析としては、エネルギー・環境会議（2012）や Pollitt 他（2014）が挙げられる。前者は 2030 年における発電電力量に占める原子力発電の割合を 0%（ゼロシナリオ）、15%（15 シナリオ）、20～25%（20～25 シナリオ）とする場合に、マクロ経済に対してどのような影響があるかを 4 種の異なるモデルで分析している。原子力発電による発電電力量の減少分のうち一部は再エネによってまかなうことが想定されており、それぞれのシナリオにおける発電電力量に占める再エネの割合は 35%（ゼロシナリオ）、30%（15 シナリオ）、25～30%（20～25 シナリオ）となっている。これらのシナリオによって国単位の実質 GDP がどのように影響されるかについては、4 種のモデル全てで原子力発電への依存度が低く再エネの割合が高いほ

ど、実質 GDP が小さくなるとの結果が得られている。ただしこの 4 種のモデルはいずれも応用一般均衡 (CGE: Computable General Equilibrium) モデルとなっている。CGE モデルでは全ての経済主体が自らの利得を最大化するよう合理的に行動することを前提としており、また全ての市場において価格調整が速やかに行われ、需給が均衡し最適な状態を実現するものと仮定される。そのため経済指標は資源賦存量や労働供給量といった生産側の条件により大きく影響され、政策の変化によって生じる消費や投資の増加がもたらす経済的な便益を捉えにくい (Pollitt 他, 2014)。

Pollitt 他 (2014) はエネルギー・環境会議 (2012) と同様のシナリオについて、マクロ計量モデル E3MG による分析を行っている。E3MG モデルは有効需要の原理に基づく他部門マクロ計量モデルであり、CGE モデルで捉えることが難しい、政策変化による消費や投資の増加による経済的な便益を把握する上で有効なモデルである。また労働市場を始めとする全ての市場で均衡を前提としておらず、価格調整が硬直的である点も CGE モデルとの相違点として重要である。ただし Pollitt 他 (2014) でも CO₂ 排出量に関する制約を課さない場合には、原子力発電への依存度が低く再エネの割合が高いほど実質 GDP が小さくなるという、エネルギー・環境会議 (2012) と同様の結果が得られている。

日本の地域における再エネの導入が地域経済に与える影響に関する定量的な分析としては石川他 (2012) や中村 (2015)、稗貫 (2017) などがある。これらはいずれも地域における再エネの導入が地域経済に対して正の効果を持ちうることを示している。しかし櫻井 (2015) が指摘するように、日本における再エネ事業の多くは立地地域外の主体によって所有されており、実際に再エネ事業が地域経済に正の効果を与えているかどうかについては疑問が残る。

2.4. 再エネ導入の経済効果の分析枠組み

先行研究に基づいて、日本における再エネの導入が国単位の経済に与える影響と地域経済に与える影響に関する分析の枠組みを図示したものが表 2.1 である。EU では、数理モデルによる分析によって再エネの導入が域内の経済に正の影響を及ぼすことが明らかとなっているが、地域単位の経済への影響については言及されていない。ドイツやデンマークでは EU を構成する国として、国単位の経済は再エネ導入から正の影響を受けられると考えられ、また実際に国単位の経済は成長を続けている。地域単位での影響についても、多数の地域主体が再エネ事業に参入していることから、影響は正であると考えられる。他方、日本については再エネの導入が国単位の経済に与える影響については複数の分析で負となるとの結果が得られている一方、地域経済への影響は不透明である。

表 2.1：再エネ導入の経済効果の分析枠組み

		地域単位の経済への影響		
		正	不明	負
国単位の 経済への 影響	正	ドイツ・デンマーク	EU	
	不明			
	負			

出所：著者作成

日本における再エネ導入について、より多数の主体から合意を得て、エネルギー転換を進めていくためには、日本の立ち位置が国単位の経済も地域の経済も正の経済効果を楽しむ位置となるように政策・制度を設計する必要がある。そこで本研究では、再エネ導入が経済に対して与える影響を国単位、及び地域単位で定量的に分析することを通じ、再エネ導入が両者に対して正の効果を持つための政策・制度設計の条件について明らかにすることを目的とする。

第3章 日本を対象とするエネルギー政策の定量分析³

3.1. はじめに

日本は現在、将来に向けた電源の選択において重要な時期にある。今後数年間における電源の選択に関する意志決定は、今後数十年に渡る電力産業の発展に影響し、またそれを規定することとなる。電源選択は、特に福島事故を受けてますます重要な課題となっている。そして電源選択は経済や環境にも広く影響を及ぼす。本章では日本について電力部門の将来シナリオを構築して分析を行う。

福島事故の後、原子力発電所の安全性に関する懸念は日本国民全体に広がった。これに対し政府は原子力発電について、発電コストが安いことや CO₂ 排出量が小さいことを強調し、同時に原子力発電は安全で今後も稼働し続けられると主張している。しかし福島事故によって、原子力発電を続けていくことで生じる巨大な経済損失のリスクが顕在化した。それだけではなく、環境面においても稼働時に CO₂ を排出しない一方で、ひとたび事故が発生すれば人類と環境に深刻な被害をもたらすことが明らかとなった。

各地の原子力発電所が福島事故を受けて徐々に稼働を停止していった後、日本の電力供給を担ったのは主に火力発電であった。特に燃料費が安い石炭火力発電の稼働が増えている。石炭火力発電は主要な電源の中で発電量あたりの CO₂ 排出量が最も大きい。気候変動を緩和するために温室効果ガスたる CO₂ の排出を削減するという観点では、石炭火力発電が中心的な電源であり続けることも望ましくない。

そこで本研究では「原子力発電の割合に対する規制」(シナリオ 1・S1)、「石炭火力発電の割合に対する規制」(シナリオ 2・S2)、「原子力発電・石炭火力発電の両技術の割合に対する規制」(シナリオ 3・S3) の3つのシナリオについて、E3ME-Asia モデルと FTT: Power モデルを用いて電源構成の変化とそれによる経済・環境への影響を分析した。電源構成の分析においては、政策の帰結として生じる技術選択のシミュレーションを行うため、技術の普及と拡散の理論を基礎とするモデルを使用する。

本章の構成は以下のとおりである。3.2 節では日本の電力部門に関する現況と政策、将来の見通しについて述べる。3.3 節では本研究で用いる E3ME-Asia モデルと FTT モデルについて、その理論と構造をまとめる。3.4 節では本研究で設定した3つのシナリオと、そのベースとなっている「現状維持シナリオ」(BAU) について詳述する。3.5 節では各シナリオ分析によって得られた電源構成に関する結果を分析し、3.6 節で経済・環境への影響を論じる。3.7 節で考察を行って最後に 3.8 節で本研究の結論を提示する。

³ 本章は Ogawa, Y. et al (2015a) 及び Ogawa, Y. et al (2015b) の中から日本の分析を抽出し、大幅に加筆修正を行った。

3.2. 福島事故以降の日本の電力部門

2011年3月11日に東日本大震災とそれによる福島事故が発生する以前は、原子力発電が温室効果ガスの排出を抑制し、化石燃料の輸入を減じる、主要な電源として位置づけられていた。しかし福島事故によって原子力発電の安全性に対する懸念が広がることとなった。2014年7月時点では、日本国内で稼働して電力を供給している原子力発電所は存在しなかった（日本原子力協会, 2014）。

2012年には日本の発電量のうち85.6%が化石燃料を使用する電源によって供給された（IEA, 2014a）。一方で従来型の水力発電を除く再エネが発電量に占める割合はわずか1.7%に留まった。日本で消費される化石燃料のうち、熱量ベースで99.5%は輸入されており（IEA, 2014b）、化石燃料の輸入にかかるコストは2010年から2013年にかけて24兆円も増加した（自然エネルギー財団, 2014）。化石燃料の輸入コスト増加は原子力発電が震災以前に供給していた電力を化石燃料が補っていることだけが原因ではなく、円高が進んでいることや化石燃料の値段そのものが高騰していることも、輸入コスト増加の要因となっている。化石燃料への依存を続けるということは、変動が大きく予測が難しい、円高や化石燃料の値段にエネルギー供給が晒され続けるということである。また同時に電源部門からのCO₂排出量も2010年から2013年にかけて12.0%増加している。

化石燃料を代替して輸入を減じると同時に、気候変動の緩和を進めていく上で、再エネは非常に重要なエネルギー源となりうる。2012年には再エネについてRPS制度（Renewable Portfolio Standard）と家庭向けの余剰買取制度に代わり、固定価格買取制度（FIT制度）が導入された。下表のように、各再エネ技術に対して異なる買取価格が適用される。2012年7月のFIT制度開始以降の2年間で、11.8GWもの再エネが導入され、系統に接続された（表3.1）。

表 3.1：日本における FIT 買取価格

技術	買取価格 (円/kWh)			導入容量 (MW) (2012年7月～2014年7月)
	2012	2013	2014	
太陽光 (10kW 未満)	42	38	37	2482.5
太陽光 (10kW 以上)	40	36	32	9145.1
風力 (20kW 未満)	55	55	55	0.0
風力 (20kW 以上)	22	22	22	111.7
小水力 (200kW 未満)	34	34	34	2.9
小水力 (200-1,000kW)	29	29	29	4.2
地熱 (1,500kW)	40	40	40	0.2
バイオガス	39	39	39	6.3
木質バイオマス (未利用木材)	32	32	32	13.7
木質バイオマス (農業残渣)	24	24	24	15.1
廃棄物	17	17	17	53.7

出所：資源エネルギー庁 (2017b) より筆者作成

3.3. 分析手法：E3ME-Asia モデルと FTT: Power モデル

本研究ではシナリオごとの電源構成の変化や経済・環境への影響を分析するため、E3ME-Asia モデルと FTT: Power モデルの2つのモデルを用いる。FTT: Power モデルは電源構成の変化を技術拡散 (Technology Diffusion) の理論に基づいて分析するモデルであり、E3ME-Asia モデルは家計の需要、各産業の生産額やエネルギー需要等を分析するマクロ計量モデルである。両モデルは互いの分析結果を反映し、全体として一貫性のある分析結果を提示するため、単一のプログラムに統合されている。

3.3.1. FTT: Power モデル

FTT: Power モデルは投資家の選択と技術の拡散という2つの要素によって構成される。投資家の選択は非連続な選択に関する理論であるバイナリー・ロジットと呼ばれる手法を用いて表現される (Mercure et al., 2014 の補論を参照)。本モデルでは分散した様々な主体が利用可能な選択肢についてコスト比較を行って、電源を選択すると仮定している。こうした選択を積み上げることで、電源ごとの耐用年数に基づく代替率と新規導入率に基づいた技術の普及が導き出される。各電源の出力に関する予測可能性や柔軟性⁴といった制約は、

⁴本論文では IEA (2014c) による狭義の定義に従い、柔軟性を「発電あるいは需要を、数分から数時間の時間スケールで、予期されるか予期されないに関わらず変動に対応して、増加または低減できる範囲」と定義する。

電力システムの安定性を維持するという観点から、風力発電 100%のような特定の電源構成を許容しないことにつながる場合もある。本モデルでは、投資家が自ら投資した電源が座礁資産になるのを防ぐため、そのような誤った投資を行うことはないと仮定している。

FTT: Power モデルの中心的な構造は非線形で有限な差異を合計する以下の等式によって表現される。ここで、 F_{ij} は想定される全ての電源の組に関する選好の行列、 A_{ij} は電源変化の時間的な推移を示す行列、 G_{ij} は電源の制約を表す。

$$\Delta S_i = \sum_j S_i S_j (A_{ij} F_{ij} G_{ij} - A_{ji} F_{ji} G_{ji}) \frac{1}{T} \Delta t. \quad \text{数式 3.1}$$

数式 3.1 により、2 種類の競合する電源について、普及率が小さい段階では遅いペースでの導入拡大が、ある段階を過ぎると高い普及率で安定するまで早いペースで導入拡大が進んでいく様子を描写することができる。ただし実際には本モデルで取り扱われている電源は 24 種 (表 3.2) 存在し、電源構成の変化はより複雑となる。

表 3.2 FTT: Power モデルで分析対象とされる電源の一覧

原子力	石油火力	石炭火力	石炭火力+CCS
IGCC	IGCC+CCS	CCGT	CCGT+CCS
固形バイオマス	固形バイオマス+CCS	BIGCC	BIGCC+CCS
バイオガス	バイオガス+CCS	潮流	大規模水力
陸上風力	洋上風力	太陽光	太陽熱
地熱	波力	燃料電池	CHP

IGCC : Integrated coal Gasification Combined Cycle, 石炭ガス化複合発電

CCS : Carbon dioxide Capture & Storage, 二酸化炭素回収貯留

数式 3.1 で示した FTT: Power における技術普及は人口動学の理論に従っている。数式 3.1 は進化論においては「自己複製子動学」、人口生態学では「ロトカーボルテラ」とも呼ばれるものである。生存分析や人口学で一般に行われるように、各電源種について生存関数を定義する。これはある期間に渡ってその電源が存続する可能性に対応するものである。技術ごとに異なる生存関数が定まることで、投資家の選択とは別に、(1) 電源ごとの統計的な耐用年数と (2) 代替が想定される割合、を考慮した技術変化のダイナミクスを表現することができる (Mercure, 2013)。

FTT: Power における再エネ電源の普及は、費用-供給曲線を用いた自然資源の利用可能性に制約される。この枠組では、資源利用が進展するごとに増加する費用が、投資家の選択を左右する費用に反映され、費用が極めて高くなる場合にはその技術の選択が制約される。費用-供給曲線の構築は、再エネ資源に関する文献調査 (土地利用モデルの分析結果

を含む)と Mercure and Salas (2012) による推計を通じて行われた。これらは投資家の選択を示す行列 F_{ij} に内包される。

化石燃料や放射性燃料のような非再生資源については、より複雑な採掘アルゴリズムを用いており、価格推移に応じて採掘に関する経路依存シナリオが形成されるようになっている (Mercure and Salas, 2013)。この推計では、それまでに消費された非再生資源の費用分布と、将来の消費にまわすことのできる資源の費用分布が、その資源のそれまでの価格推移に依存することになる。そして必要な供給量を満たすように価格が定められる。この手法により、国際市場のダイナミクスを反映しながら、従来型・非従来型の資源の両方を含み、古典的な原油の生産量に関するピーク理論とも整合する採掘のダイナミクスを再現することができる。こうして得られた燃料価格は、投資家から見た電源ごとの平均化費用の算出に反映される。

電力システムの柔軟性やピーク需要、エネルギー貯蔵といった側面は、FTT: Power において各電源のシェア制約として表現される。FTT: Power では電源を (1) ベースロード電源、すなわち出力を急速に変動させることが困難な電源 (数時間から数日かけて出力を変動させる電源、原子力や石炭火力など)、(2) 柔軟電源、すなわち需要や変動性電源の急速な変化に対応できるだけの応答速度を持つ電源 (分単位での出力変動が可能な電源、ガス火力や石油火力、水力など)、(3) 変動性電源、すなわち出力の制御が難しい再生可能エネルギー (風力や太陽光、波力など)、の 3 種に分類する。電源の全てが変動性電源ないしベースロード電源となると、電力需要を満たし、かつ電力システムの安定性を維持することは不可能となる。そのため必要ときに出力を上げ下げできる柔軟電源が必要となる。電源構成は日負荷変動のパターンによっても制約を受ける。これを模式的に示したものが図 3.1 である。

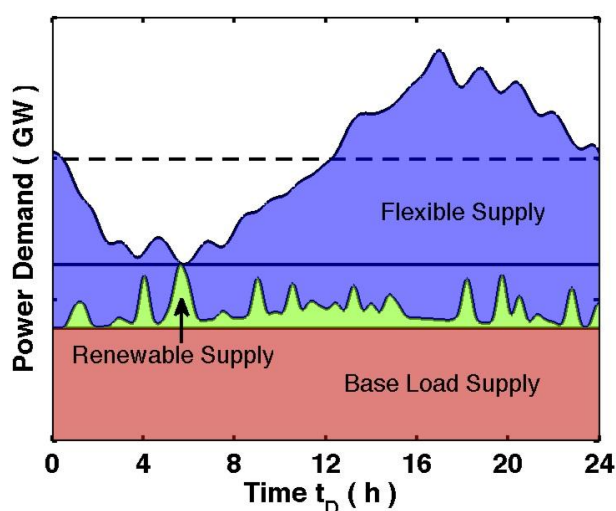


図 3.1 : FTT: Power モデルにおける系統制約
出所 : Mercure (2012)

FTT: Power モデルでは図 3.1 に示すように、ベースロード電源と変動性電源による出力の最大値の合計が、最小の需要よりも小さくならなくてはならないという制約を課している。この制約の元では石炭火力発電や原子力発電といったベースロード電源と、太陽光発電や風力発電と言った変動性電源とが競合することとなることに留意が必要である。

3.3.2. E3ME-Asia モデル

E3ME モデルはグローバル経済を対象にエネルギー (Energy)・環境 (Environment)・経済 (Economics) を分析するモデルであり、E3ME という略称はこれら 3 者 (E3) を分析するモデル (Model) で計量経済学 (Econometrics) に基づくものである、ということに由来する。当初は欧州委員会の研究プログラムによって構築されたものだが、現在ではエネルギー・環境政策の分析に幅広く用いられている。

2.3 節でも述べたように、日本におけるエネルギー政策の定量的な分析においては CGE モデルを活用することが主流であった⁵。しかし CGE モデルでは政策変化による消費や投資の増加による経済的な便益を把握することが難しい。また現実の経済では労働市場を始めとする全ての市場が均衡しているとは限らず、価格調整が硬直的である点も CGE モデルでは捉えきれない部分である。有効需要の原理に基づくマクロ計量モデルである E3ME モデルは、先述した CGE モデルの限界を補う分析ができる点で有効である。E3ME モデルでは市場における価格や賃金の短期的な調整とそれによる市場均衡の実現を仮定せず、各財の価格や賃金水準から推定される需要を満たすよう生産を決定することで、市場の不均衡や価格調整の硬直性を表現している。

本研究で用いる E3ME-Asia モデルは E3ME モデルの派生バージョンであり、2014 年に完成したものである。特に東アジア各国の政策分析を目的として、Cambridge Econometrics (CE) と東アジア環境政策研究会との共同研究を通じて構築された。日本をはじめ、中国、韓国、台湾が分析対象となる地域として独立している。この他、分析対象地域は EU 諸国を中心に 53 の国と地域に上る。これらの国と地域の経済は 43 の産業分野で構成され、そのそれぞれについて 1970 年から 2012 年までの経済活動 (生産額、雇用、産業連関構造に基づく中間投入額等) に関するデータが将来推計の基礎データとしてモデルに付属している。エネルギー消費 (石炭や石油等、12 の燃料種別消費量) についてはエネルギー多消費産業を中心に 22 の部門分類によるデータが付属している (本論文付録参照)。

E3ME モデルの基本構造と 3 つの”E”、すなわちエネルギー・環境・経済の関係性を図 3.2 に示す。炭素税に代表されるエネルギー・環境政策はエネルギーの価格に影響を与え、それが各地域の産業や家計のエネルギー消費の変化を引き起こす。また再エネ等の新たな技術に対する研究開発投資を喚起し、技術進歩を通じてエネルギー価格の引き下げやエネル

⁵ エネルギー・環境会議 (2012) 以降、学術研究の分野で日本における将来のエネルギー政策について CGE モデルを用いて定量的に分析している例は少ない。

ギー消費の削減といった効果が生じる。一方で経済分野における炭素税収の税込還元や、人口の外生的な変化は、家計の消費や産業活動の水準の変化を引き起こし、エネルギー需要の変化に繋がる。またエネルギー消費量に対応して CO₂ を中心とする温室効果ガスの排出量が推計され、排出権取引制度が導入されている地域ではその取引価格を通じて経済に影響を及ぼすこととなる。

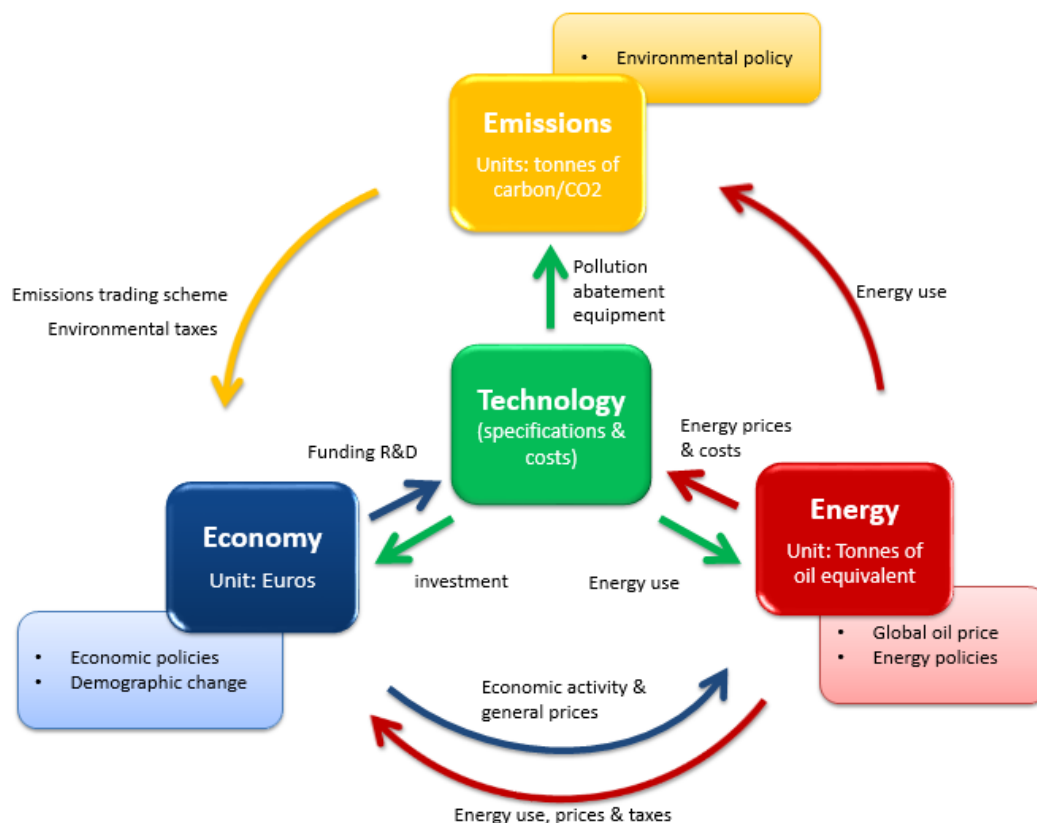


図 3.2 : E3ME モデルにおけるエネルギー・環境・経済の連関
出所 : Cambridge Econometrics, 2015

E3ME モデルにおける国民経済は European Communities et al. (2009) の定義に従い、図 3.3 のように構成されている。産業連関表が中心にあり、図の縦方向には中間投入、付加価値、減価償却費、税、補助金の合計として国内総生産を把握する分配アプローチを通じた国民経済が示されている。一方で図の横方向には中間投入、最終消費、固定資産投資、輸出入の合計として国内総生産を把握する生産アプローチを通じた国民経済が示されている。E3ME モデルではこの両アプローチに基づく国内総生産が一致するよう、各年、各地域における推計が行われる。

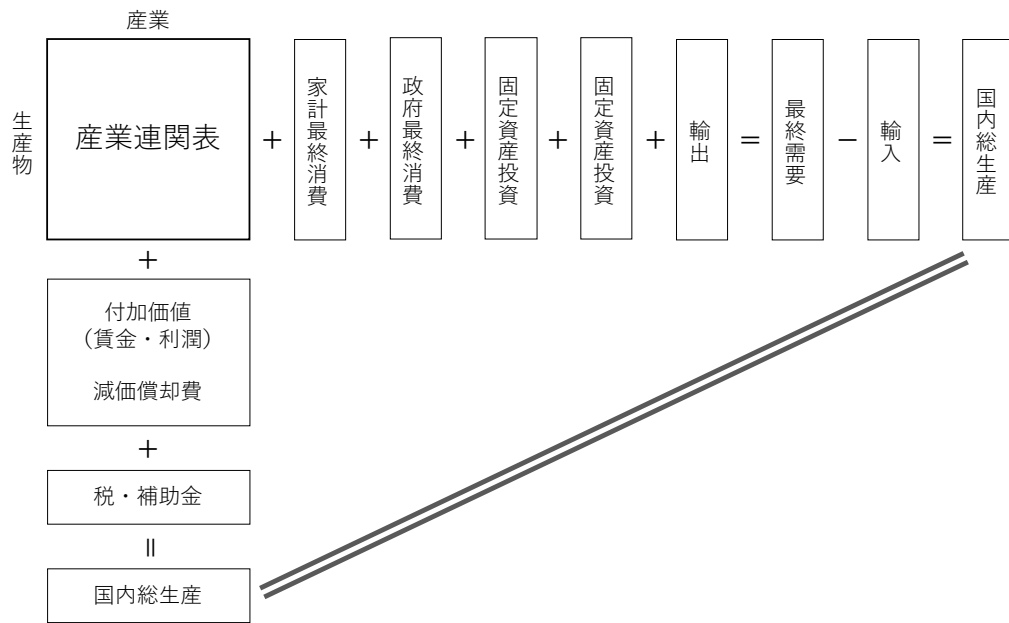
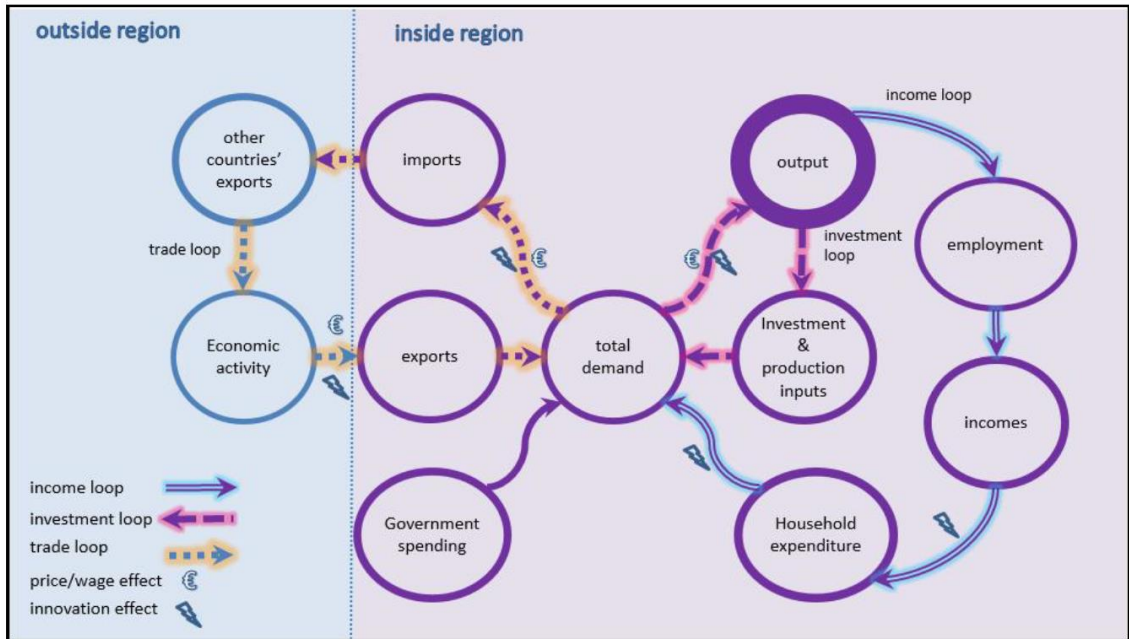


図 3.3 : E3ME モデルにおける国民経済計算

出所 : Cambridge Econometrics (2014) に基づく筆者和訳

続いて E3ME モデルにおける経済変数相互の関係性について図 3.4 に示す。E3ME モデルは計量経済モデルであり（推計式・パラメータの推計方法については後述）、需要主導型のモデルとなっている。政策変更による財の価格変動や外生的に与えられる政府支出の水準によってまず各生産物に対する最終需要が導出され、これを満たすために産業は生産活動を行う。次に需要規模に応じた生産に必要な雇用と被雇用者が受け取る所得の推計を行う。所得は家計の収入となり、その水準と各生産物の価格に応じて家計からの最終需要が導出される。これに輸出入を加味した国内の最終需要が、始めに推計した最終需要と整合するまで繰り返し推計を行い、需要と産業の生産額、雇用、被雇用者所得が整合したものをその年についての解として出力する仕組みとなっている。輸出入についてはモデル化されている全ての国と地域について相対でのやり取りとして構築されており、過去のデータに基づく推計によってどの国ないし地域に対しどの財をどれだけ輸出入するかを導出している。



出所：Cambridge Econometrics, 2014

図 3.4：E3ME モデルにおける経済モデルの構造

このような変数間の相互の関係は、経済理論に基づいて設定された個別の推計式について、共和分誤差修正モデル（Engle & Granger, 1987）を活用した推計によって描写される（推計式の一覧については付録を参照）。共和分誤差修正モデルとは、通常の線形回帰式（数式 3.2）と誤差修正モデル（数式 3.3）の 2 式を用いて変数間の関係を推計する手法である。

$$y_t = \alpha_0 + \alpha_1 x_t + \varepsilon_t \quad \text{数式 3.2}$$

$$\Delta y_t = \beta_0 + \beta_1 \Delta x_t + \beta_2 \Delta y_{t-1} + \beta_3 (\varepsilon_{t-1}) \quad \text{数式 3.3}$$

当モデルを採用した背景には、一般に多くの経済時系列データが非定常であることがある。すなわち、経済データの平均と分散は有限とならず、時間の経過によらない統計学的性質は観測されないことが普通である。こうした非定常なデータでは、検定統計量の確率分布が標準的な分布に従うという前提が成り立たないため、回帰分析を行っても誤った推定結果が得られることが多い。この課題を回避するため、階差をとって時系列データを定常なデータに変換する試みが行われる。同種の変数について階差をとると定常なデータになるものを和分と呼ぶ。更に、異なる変数について階差を取ることによって定常なデータとなる場合にはこれを共和分と呼ぶ。定常なデータについては回帰分析を行うことで変数間の関係を推定することが可能である。

共和分誤差修正モデルは次の 2 段階で変数間の関係について推定を行う。最初の段階では数式 3.2 で例示されるような通常の回帰式に基づき、変数間の長期的な関係を推定する。説明変数と被説明変数は付録に列挙した通り、経済理論に基づいて選択される。一例を挙げると、家計の総消費は実質可処分総所得、実質利子率、14 歳以下人口の割合、65 歳以上人口の割合、家計の資産の関数として表現されている。数式 3.2 で得られた残差に対しては定常性に関する検定を行って、共和分関係が成立しているかどうかを確認する。ただしモデルの推定式、変数が多数となるため、共和分ベクトル自己回帰モデル (VAR) ではなく、個別の推計式について推定とテストを実施する。モデルの構造上、多数の変数が同時に決定されることとなるため、バイアスが生じるのを回避する目的で、通常の回帰式も誤差修正モデルも操作変数法を用いた推定を行っている。通常は各変数のラグ値を操作変数として用いる。

推定の対象となるパラメータの一部には、とりうる値の正負や大小について一定の制約を課している。こうした制約は、経済理論から見た妥当性を担保するとともに、モデルによる推計結果 (解) を安定させるために必要となる。また被説明変数には多重共線性がある場合があり、パラメータに制約を課す順序によって最終的な推定値が左右される可能性がある。そのためパラメータ制約を課す順序の全てについて推定を実施し、赤池情報量基準 (AIC) を用いてもっとも当てはまりのよいパラメータを採用することとしている。またこの他に、RMSE や R^2 統計量、個別変数や回帰式全体の有意性の検定、定常性や共和分の検定、ダービンワトソン検定、ラグランジュ乗数、正規性、関数系の誤りに関する検定などを実施し、モデル全体の信頼性を担保している。

3.3.3. FTT: Power モデルと E3ME-Asia モデルとのリンク

FTT: Power モデルと E3ME-Asia モデルは単一のプログラムに統合されている。E3ME-Asia モデルは 1 年ごとにイタレーションを行い、各地域について電力需要を推計する。一方で FTT: Power はどのような電源構成でその需要を満たすのかを推計する。燃料種ごとに異なる燃料価格の情報も E3ME-Asia から FTT: Power に渡され、燃料を必要とする電源のコストを算出するのに用いられる。こうした価格情報をもとに FTT: Power は 24 種類の電源がどのように電力需要をまかなうか決定する。FTT: Power で電源構成が決まると、新設される設備の投資コストや、電力部門で消費される燃料、そして電力価格の情報が E3ME-Asia 側にフィードバックされる。電力価格は需要に影響し、需要はイタレーションのプロセスに影響する。また投資コストは各地域の産業連関構造に従って中間投入を生み出し、他の産業に対する需要へと繋がる。ただしデータの制約のため、電力部門における投資の費用構成は全ての電源種について同じと想定されている。燃料消費量は E3ME-Asia 側で排出量を算出する際にも用いられる。

3.4. シナリオ設定

本研究では、安全性に対する懸念を有する原子力発電や、発電時のCO₂排出係数が電源のうち最も大きい石炭火力発電に依存しない電力システムへの移行を分析する観点から、原子力発電に対する規制導入した場合、石炭火力発電に対する規制を導入した場合、原子力発電と石炭火力発電の双方に対する規制を導入した場合の3つのシナリオについて分析した。

3.4.1. ベースラインシナリオ (Base)

日本における原子力発電所の稼働や新設は、市場における自由な意志決定ではなく、政治的な決定に基づいて行われるものと捉えられる。そのため原子力発電による発電電力量は外生的に与え、FTT: Powerによる推計を行わない。推計期間は2015年から2030年までとした。

日本における2013年までの電源構成はIEA (2014a) およびIAEA (2014) のデータを基に作成した。2014年における原子力発電の発電電力量は、分析時点で稼働している原子力発電所が存在しないことから、0kWhとする。日本には48基の使用可能な原子力発電所が存在するが、2014年7月時点では電力を供給しているものではなく、18基が安全審査を受けている。本研究のベースラインシナリオでは、川内原子力発電所の1号機および2号機は2015年中の再稼働を、残る16基については2016年中の再稼働を、それ以外の30基については、断層が近接しているなどの理由で安全審査が長期化すると考えられるもの以外は、原則として2017年中に再稼働するものと見込んでいる。また全ての原子力発電所は最初に稼働を開始してから40年後に稼働を停止するものと想定する。

石油火力発電について、日本はIEA加盟国として設備容量を追加しないと想定する。そのため本研究では石油火力発電の設備容量を2015年以降も外生的に与える。また大規模水力発電についても2015年以降に新たな発電所が立地することは、長期エネルギー需給計画(経済産業省, 2015)でも想定されておらず、社会的にも容認され得ないと考えられるため、外生的に設備容量を与えるものとした。

再エネに対する支援政策もベースラインシナリオに織り込む。前述の通り、すでに日本では再生可能エネルギーに対する固定価格買取制度(FIT制度)が導入されており、これをベースラインシナリオにも織り込む。人口や経済などに関する過去のパラメータについては、E3ME-Asiaの基本的な想定を採用した。

3.4.2. シナリオ1：原子力発電に対する規制 (S1)

このシナリオでは、2015年以降の原子力発電所の再稼働を認めず、2014年と同様に原子力発電からの電力供給を0kWhとする。その他の想定についてはベースラインシナリオと同様である。

3.4.3. シナリオ 2：石炭火力発電に対する規制 (S2)

このシナリオでは、2015 年以降の石炭火力発電による電力供給について、発電電力量に占める割合が現在の水準を上回ることがないように、規制を行う。既存の石炭火力発電所は耐用年数まで稼働した後、原則として他の電源によって代替されることとなり、徐々に石炭火力発電の発電電力量に占めるシェアは低下していく。その他の想定についてはベースラインシナリオと同様である。

3.4.4. シナリオ 3：原子力発電・石炭火力発電の両方に対する規制 (S3)

このシナリオでは、シナリオ 1 およびシナリオ 2 の規制を同時に実施する。すなわち 2015 年以降の原子力発電による電力供給は 0 であり、石炭火力発電については発電電力量に占めるシェアが低下していく。その他の想定についてはベースラインシナリオと同様である。

3.5. 電源構成に関する分析結果

各シナリオに関する電源構成の変化についての分析結果を図 3.5 に示す。

ベースラインシナリオでは、2014 年までに原子力発電による発電電力量が減少した分を石炭火力発電がまかなうが、2015 年以降に原子力発電からの発電電力量が増加すると、ガス火力発電が代替され、石炭火力発電は継続的にシェアを増加させている。その理由は石炭火力発電の発電コストが他の電源と比較した安価であることにある。本研究のシナリオでは、石炭火力発電のコストを増加させる要因となる炭素税や排出権取引といった政策手段は織り込んでいない。そのためベースラインシナリオで選択しうる電源種のうちで石炭火力発電のコストが最も安価となっており、電源選択について特別な規制がなければ石炭火力発電が最も多く採用される電源となる。

石炭火力発電が最も多く採用される電源となるのはシナリオ 1 でも同様である。シナリオ 1 では原子力発電の発電電力量が 0 となるため、他の電源でその分の電力をまかなう必要があるが、原子力発電による発電電力量の減少分のほとんどは石炭火力発電によってまかなわれる結果となっている。

一方でシナリオ 2 では石炭火力発電に対して規制が行われるため、ベースラインシナリオおよびシナリオ 1 とは異なる傾向が見られる。最も安価な電源である石炭火力発電の利用が規制されたことで、他のよりコストの高い電源が導入されることから、電力価格がベースラインシナリオやシナリオ 1 よりも上昇し、電力需要が減少している。また、選択可能な電源種間でのコスト差が小さくなったため、多様な電源が選択される結果となっている。太陽光発電や風力発電、バイオマス発電といった再エネは FIT 制度による支援を受けていることもあり、他の電源と比較して相対的にコスト面で優位となり、導入量がベースラインシナリオやシナリオ 1 と比較して大きくなっている。ただし 2025 年までに相対的なコスト差を反映した電源構成の変化は収束し、それ以降は電源構成が固定化したままとなっている。

シナリオ 3 もシナリオ 2 と同様の傾向が見られる。ここでは原子力発電、石炭火力発電の両方が規制され、残る電源種が電力需要を満たすこととなる。利用可能な電源の発電コストはいずれも原子力発電や石炭火力発電よりも高く、シナリオ 2 以上に電力価格は上昇し、電力需要はより小さくなっている。またシナリオ 2 よりも多くの電力需要を同じ数の電源種でまかなわなくてはならないため、電源構成の収束がより早く発生し、2023 年以降は電源構成が固定化している。

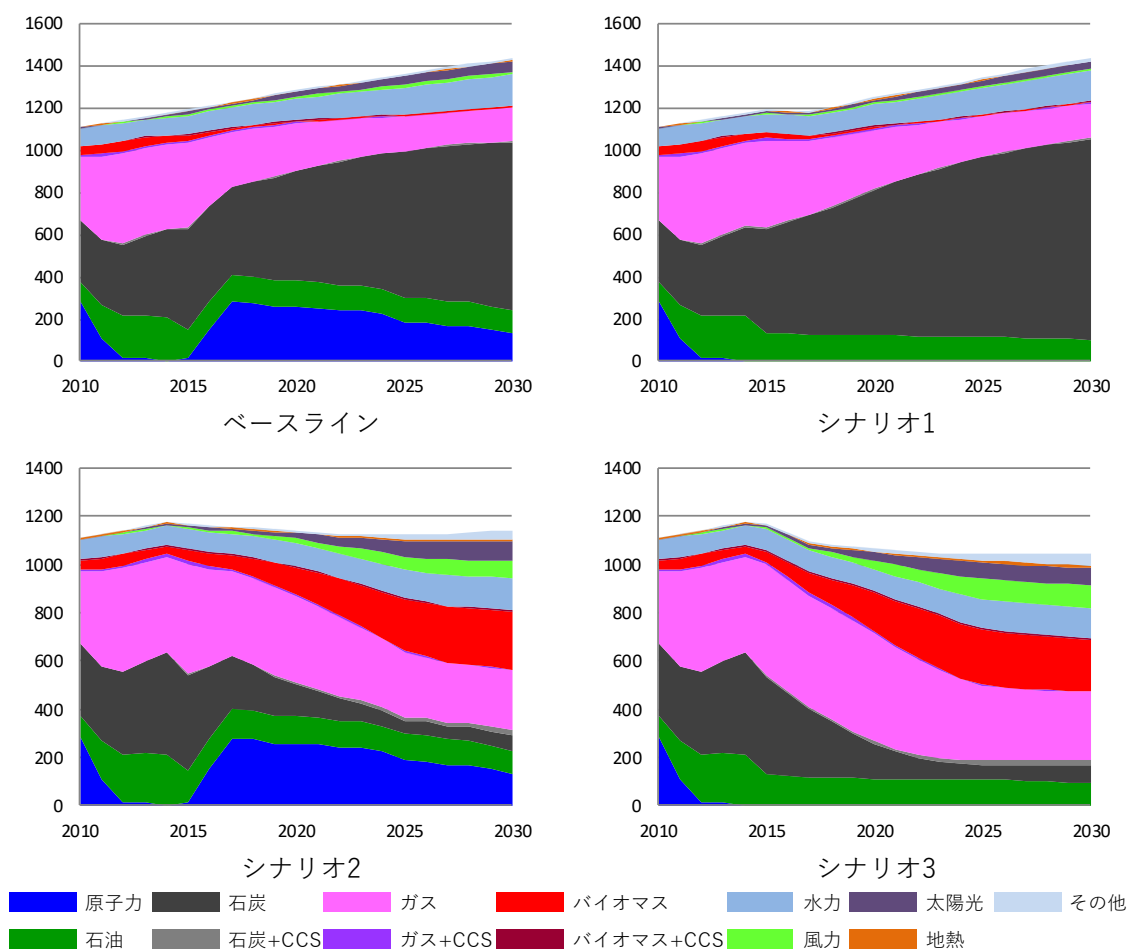


図 3.5：日本におけるシナリオ別電源構成・E3ME-Asia モデルによる分析結果

出所：著者分析による

3.6. 電源構成の変化による経済・環境への影響

各シナリオに関する経済指標の変化についての分析結果を図 3.6 に示す。

シナリオ 1 は本研究で分析対象としたシナリオのうちで最も経済への影響が軽微であり、2030 年時点の GDP (図 3.6 a) はベースラインから約 0.5%、雇用 (図 3.6 b) についても約 0.2%の減少に留まっている。他方で原子力発電からの脱却により石炭火力発電へのシフトが生じることから、2015 年以降も継続して CO₂ 排出量 (図 3.6 c) や燃料の輸入量 (図 3.6

e)が増加していく。ベースラインよりも安価になった発電コスト(図 3.6 f)が経済に対して正の影響を与えているが、燃料の輸入量が増加することによる負の影響によって正の影響は相殺されており、総効果では経済に対してわずかながら負の影響が見られる。電源部門における投資(図 3.6 d)は原子力発電の再稼働に伴う投資が行われないことから2014年から2017年にかけての期間でベースラインと比較して大きく落ち込んでおり、これが経済に対しても負の影響を与えていることが分かる。その後は石炭火力を中心とする新規電源への投資が行われるためベースラインと同水準で推移すると結果となった。

シナリオ2では、GDPは2025年まではベースラインよりも高い水準で推移するが、それ以降はベースラインより低い水準となる。ここでは石炭火力発電と原子力発電の両方に発電電力量についての上限を与えているため、よりコストの高い新たな電源への投資が必要となる。そのため電源部門における投資(図 3.6 d)はベースラインと比較して高い水準で推移している。一方で投資の増加は様々な財に対する需要を生み出し、産業はその需要を満たすため経済活動を活発化させるという波及効果を生じさせる。これがGDP(図 3.6 a)が2025年までベースラインよりも高い水準で推移する主な要因となっている。石炭火力発電を規制することから石炭の輸入量も減少しており、輸入燃料(図 3.6 e)の減少に寄与していることが経済への正の影響にもつながっている。また電源のうちで最も排出係数の高い石炭火力発電の発電電力量が減少することでCO₂排出量(図 3.6 c)も急速に減少していく。

他方で電源の中でも発電コストの低い石炭火力発電が規制によって退出することで、発電コスト(図 3.6 f)は上昇する。また再エネに対してFIT制度による支援も行われており、その分のコストも発電コストに上乗せされる。発電コストの上昇は様々な財の価格の上昇につながるため、電源への投資に関わるもの以外の産業では活動量が低下し、雇用の低下につながる(図 3.6 b)。2025年以降は電源構成が固定化するため、電源部門における投資も減少し、GDPや雇用といった経済指標もベースラインと比較した減少幅が大きくなっていく。

シナリオ3は本研究で分析対象としたシナリオのうちで最も経済への負の影響が大きくなっており、2030年時点のGDP(図 3.6 a)はベースラインから約2.4%の減少、雇用(図 3.6 b)は約1.4%の減少となっている。このように経済指標に対して負の影響が現れる最大の要因は、発電コスト(図 3.6 f)の上昇にある。石炭火力発電と原子力発電という、安価な電源を利用しなくなる代わりに、より発電コストの高い電源に対して積極的に投資する必要が生じる(図 3.6 d)。FTTモデルでは電源の累積導入量に応じて発電コストが減少していく学習効果も織り込まれているが、学習効果によって減少する発電コストは設備の導入や維持管理に関わる部分のみであり、燃料の調達コストには学習効果が働かない。ガス火力発電やバイオマス発電といった、発電コストのうち一定の割合を燃料の調達コストが占める電源が主要な電源となるため、発電コストは非常に高い水準となっている。高い発電コストは様々な財の価格の上昇につながるとともに、家計の可処分所得のうち電力以外

の財に振り向けられる割合を小さくするため、経済活動を縮小させる方向に働く。

他方でより高価な電源への投資は波及効果を通じて経済に対して正の影響を生み出し、発電コストの上昇による経済への負の影響をある程度相殺している。CO₂排出量(図 3.6 c)や燃料輸入量(図 3.6 e)については、石炭火力発電を低減させていくことによって、いずれも大きく減少していく。

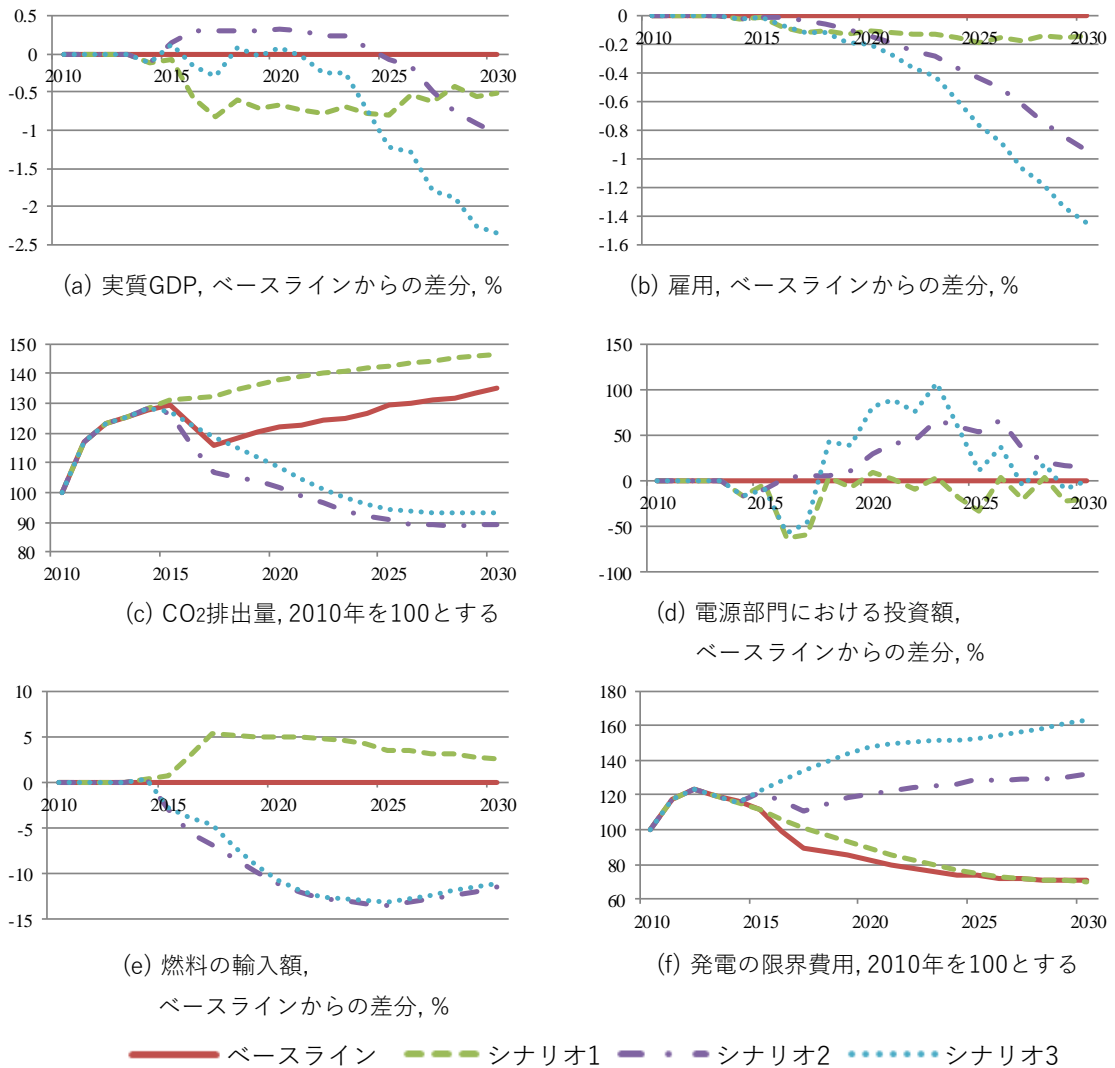


図 3.6：日本における電源構成の変化による経済への影響

出所：著者分析による

3.7. 考察

EU やドイツを対象とした再生可能エネルギーの導入による経済への影響に関するモデル分析 (Duscha 他, 2014、Blazejczak 他, 2014 等) では、再生可能エネルギーの導入が経済に対して正の効果を持つことが示されている。一方で本研究の分析では、石炭火力発電

や原子力発電に対して規制を行い、再生可能エネルギーの割合を高めることが経済に対して負の影響をもたらすという、先行研究とは異なる結果が得られた。本節ではなぜそのような相違が生じたのかについて考察する。

先行研究でも、本研究での分析でも、再エネの導入が経済に影響を与える経路は共通している。まず正の影響に関しては、再エネの導入は新たな設備への投資を喚起する。設備投資への新規需要は国内需要の増加につながる。太陽光パネルや風車といった設備を海外から輸入する場合もあるが、再エネ設備を海外から輸入してもその設置や建設は立地国内で行われるため、設備投資のうち一定の割合は国内需要となる。また再エネ電源も他の電源と同様、稼働中も維持管理に労働力を含む一定のコストがかかる。こうしたコストも全てないし一部が国内需要となる。国内需要の増加は産業の生産活動の活性化につながり、雇用の増加を生じさせる。雇用の増加は国内所得を増やし、所得の増加は消費性向を介して個人消費の増加へとつながる。個人消費が増加すれば、消費財を生産する各産業に対する需要が増加し、経済全体が活性化することにつながる。また世界的に再エネ導入が進められ、再エネ設備に対する需要が増加しつつある現在の環境下では、国内で再エネ設備を製造する産業が発展すれば再エネ関連の財の輸出につながることも期待される。エネルギー源を他国からの輸入に依存している日本のような国では、国内での再エネ普及が進展すれば海外からの化石燃料の輸入を抑制することにつながり、国富の流出を抑制することもできる。

負の経済影響の代表的な経路は、FIT 制度など、再エネに対する支援政策による電力価格の上昇を通じて現れる。日本やドイツなど、多くの国で再エネに対する支援政策のコストは電力料金に上乗せされて電力の最終消費者が負担することとなる。あるいは韓国のように政府が税収から支援政策に必要なコストを支出するケースもある。上記のいずれにしても、再エネの支援にかかるコストは国民が何らかの形で負担することとなるため、実質的な国内消費は減少することとなる。国内消費の減少は国内需要の落ち込みにつながり、経済に対して負の影響を及ぼす。また再エネ導入の進展によって再エネによる発電電力量が増加すれば、既存の電源が代替されてゆく。既存電源の代替が進めば、やがて廃止される設備も現れる。設備の廃止によって既存電源における運転や維持管理に関わる雇用が失われる。

このように、再エネの導入が経済に影響する経路が共通しているにも関わらず、既存研究と本研究での分析とで異なる結果が得られた理由は、分析の前提となったデータやモデルの特徴にある。本研究での分析では、電源ごとの発電コストに関するデータについてエネルギー・環境会議 コスト等検証委員会(2011)による各電源の諸元一覧を基としている。この時点では、日本だけでなく世界的にも2017年現在ほど再エネの普及が進展しておらず、特に日本での再エネによる発電コストは高価であった。直近の分析でも日本における再エネの発電コストは他の国々と比較してなお高価であるが(太陽光発電競争力強化研究会, 2016、風力発電競争力強化研究会, 2016)、それでもなお本研究で用いた電源部門に関する

FTT: Power モデルが想定するよりも早くコストの低減が進んでいる。すなわち本研究での分析では太陽光発電や風力発電といった再エネのコストを実際よりも高く想定している。再エネ電源のコストを高く想定すれば、再エネに対する政策的な支援にかかるコストもそれだけ高くなり、また発電コストそのものも上昇する。これらが電力価格の高騰につながり、通常の財に対して支出できる実質所得を引き下げ、経済に対する負の影響をより大きくしてしまう。このように再エネのコストを高く想定したことが、本研究で石炭火力発電や原子力発電への規制と再エネの導入が経済に対して負の影響を及ぼすとの結果が得られたことの主要な要因の1つとなっている。

本研究で用いた電源部門に関する FTT: Power モデルが、電力システムの安定性を担保するために置いている想定 (3.3.1 及び図 3.1: FTT: Power モデルにおける系統制約を参照) も本研究の分析に影響を与えている。すでに 3.5 において、各シナリオで一定の年限を越えると電源構成が固定化し、新規投資が進展していないと述べたが、その理由は系統の安定性を担保するための想定にある。変動性電源は系統全体の最小需要規模以上にその発電容量を増やせないことが、電源構成の固定化につながっているのである。しかし実際には系統全体の最小需要規模以上に変動性電源の発電容量を増やすことは可能である。IEA (2014c) では、既存の電力システムの柔軟性を最大限に活用すれば、発電電力量に占める変動性電源の割合を 25~40%にまで高めることが可能であることが示されている。他方本研究での分析結果では、最も変動性電源 (太陽光発電・風力発電) の発電電力量に占める割合が大きくなっているシナリオ 3 でもその割合は合わせて約 16%に留まっている。またドイツやデンマークなど、すでに電力のピーク需要に匹敵する変動性電源の発電容量を有している国や地域も存在する。従って FTT: Power における電力システムの安定性に関する想定は保守的に過ぎ、実際にはより多くの再エネを導入することが可能であると言える。再エネ導入は前述したように電力価格の上昇につながり、経済に負の影響を与える面もあるが、投資によって需要を喚起し経済に正の影響をもたらす面も大きい。シナリオ 2、シナリオ 3 のいずれにおいても電源部門における投資がベースラインよりも大きい期間中は経済指標への負の影響が小さくなっている。

3.8. 結論

本章では日本の電源部門において石炭火力発電あるいは原子力発電、ないしその両方に対して政策的な規制を行い、再エネへのエネルギー転換を進めた場合の経済、環境への影響について、マクロ計量モデル E3ME-Asia 及び電源部門に関する技術遷移モデル FTT: Power を用いて分析した。その結果、日本において再エネへのエネルギー転換を進めることは、日本経済に対してマクロ的には軽微ながらも負の影響を与えることが明らかとなった。影響が負となったのは、日本において再エネの導入にかかるコストが高くなっていることや、系統の柔軟性に制限が課せられており再エネへの投資を継続できないことが主な原因である。日本において実際にエネルギー転換を進めていくにおいては、着実に再エネ

のコスト低減を進めるとともに、系統の柔軟性を向上させ再エネへの投資を継続することで、経済への負の影響を最小化し、総効果を正に転じることが可能である。

第4章 再生可能エネルギーの地域付加価値創造分析⁶

4.1. はじめに

太陽光・風力・水力・バイオマス・地熱に代表される再エネは気候変動の抑制やエネルギー安全保障の観点から、日本をはじめ世界でその重要性が認識されており、様々な政策的・制度的支援がなされている。日本でも2012年7月にFIT制度が開始され、太陽光を中心に再エネの導入が急速に進展している。再エネはこれまでエネルギー供給の中心を担ってきた大規模・集中型の電源と比較して小規模・分散型であると特徴づけられる。そのため再エネの導入が市町村・都道府県などの地域レベルで経済の発展に貢献することも期待されている（諸富, 2015b）。

再エネの導入で先行しているドイツでは再エネが地域にもたらす経済的な便益が広く認識されており、多くの研究機関が電源種別ごとのバリュー・チェーンに基づいて再エネが地域経済にもたらす直接効果を定量的に評価する付加価値分析手法を開発している。この手法は地域が得る付加価値を基礎自治体レベルで精密に計ることができる点に強みがある（中山他, 2016）。

日本では産業連関表を用いた再エネによる地域経済効果の分析は蓄積されつつあるが、地域を対象とした分析に適用しようとする国や都道府県レベルのものを按分することが必要となり、その過程で精度が低下するという課題がある。また産業連関表は作成に多額の費用と時間が必要で、5年に1度程度の頻度でしか作成されないため最新の地域状況を反映できないという課題もある（ラウパッハ他, 2015）。

本研究ではドイツ・トリア大学応用マテリアルフロー研究所（IFaS）によるバリュー・チェーン分析モデルを基に日本の制度を反映したモデルを構築し、それを用いて（1）長野県の2000年から2014年に導入された再エネ、（2）地方自治体A（基礎自治体）におけるCHP事業および熱供給事業の2つのケースを対象として、再エネの普及が地域経済にもたらす直接効果を分析する。この両者を選定したのは、一般にデータの得られにくい再エネ事業の費用やオーナーシップに関する情報が明確に得られたためである。

4.2. 分析手法

ドイツでは2000年代に入り急速に再エネの普及が進んだが、その主な原動力となったのは一般の市民や自治体、農業者であったことが指摘されている（Raupach, 2014）。そのような、小規模で地域に根ざした主体が積極的に再エネへの投資を行った背景には環境保護への意識だけでなく、FIT制度によって収益が保証されることや、域外からのエネルギー購入を抑制することで域内の実質所得を押し上げる効果があることを地域の主体が明確に認識していたことがあった。このように地域の主体が積極的に、自らの手でエネルギーを生

⁶ 本章は小川・ラウパッハ（2018）及び小川・ラウパッハ（2017）をもとにしている。

産することを諸富（2015b）は「エネルギー自治」と呼んでいる。

4.2.1. 地域付加価値創造分析の先行事例

ドイツではエコロジー経済研究所（IÖW）やカッセル大学経済研究所，トリア大学応用マテリアルフロー研究所（IfaS），分散型エネルギー技術研究所（IdE）など様々な研究機関・シンクタンクが再エネの費用構造を推計し，バリュー・チェーンアプローチに基づいて再エネの地域付加価値の分析を行っている。それぞれのモデルはバリュー・チェーンのどの段階を分析に含めるか，再エネ技術の種別，付加価値の分類などに若干の差異はあるが，地域に焦点を当てた分析となっている点は共通している。またこうした分析は実際に地域の気候変動対策やエネルギー計画の立案に活用され，対策や計画が環境面だけでなく経済面でも地域に利益をもたらすことを明示することで住民の積極的な支持につながっている（Raupach, 2014）。また Heinbach 他（2014）は IÖW モデルを用いて各再エネの設備容量あたり付加価値や，ドイツの平均的な基礎自治体における付加価値を示している。ここでは平均的な基礎自治体を得る付加価値として太陽光発電由来のものが最も大きいことや，段階別では設備の運転・維持および事業マネジメント段階における付加価値が製造段階よりも大きくなることが示されている。

ラウパッハ他（2015）は IÖW モデルを基礎とした，バリュー・チェーンアプローチに基づく再エネ発電事業の地域付加価値分析を行っている。バリュー・チェーン理論は Porter（1985）が提唱したもので，企業の経済活動を機能別に分解し，どの部分で付加価値が発生するかを明らかにするものである。ここでは再エネ発電事業の地域付加価値を，計画・導入段階で生じる 1 回限りの地域付加価値と，運転・維持および事業マネジメント段階で設備が稼働する期間中に継続して生じる地域付加価値とに分解して推計を行っている。なお計画・導入の前段階であるシステム製造段階については「再エネによる発電設備を製造する企業が立地している地域は少なく，分析からシステム製造段階を除外し，設備に関する計画・導入，運転・維持および事業マネジメントの段階における地域経済効果に焦点を絞ることは正当化されると考えられる」（ラウパッハ他，2015）として推計には含めていない。

ラウパッハ他（2015）による推計では太陽光・風力・小水力・木質バイオマスの 4 種の再エネ発電技術について 1kW 当たりの費用・収益・地域付加価値を試算している。なお太陽光・風力・小水力は設備の規模によって 1kW あたりの費用やその構造が異なることから，太陽光は 5 種，風力は 2 種，小水力は 3 種の規模区分が設けられている。

計画・導入段階における地域付加価値は投資額そのものの 11～23%と推計されており，特に小水力発電の付加価値比率が 21～23%と大きくなっている。これは小水力発電設備の設置に水路の整備など土木・建設業が関わる部分が他の再エネより大きな割合を占めていることに由来する。一方で小規模な太陽光や風力のように設置にかかる費用が相対的に小さい技術や，木質バイオマスのように設備そのものの費用が初期投資の中で大きな割合を

占める技術では投資段階における地域付加価値の比率が 15%前後と比較的小さくなっている。

一方で運転・維持および事業マネジメント段階における地域付加価値はほとんどの再エネ発電技術で売電収入に対し 50~60%程度となっている。

4.2.2. 日本版地域付加価値創造分析モデルの構築

上記の推計では IÖW モデルを基礎に、個別事例の文献調査やヒアリングによって個々の再エネ発電技術に関するデータの精緻化を行って信頼性の高い推計を行っている。一方で運転・維持および事業マネジメント段階に関する費用や収入を稼働期間中の平均で算定しており、事業の時間軸に沿った変化を十分に考慮できていないという課題があった。特に租税の中で大きな割合を占める固定資産税は資産の評価額が最大である事業開始直後から、事業期間が経過し減価償却が進むに従って徐々に減少していくという特徴を持つ。固定資産税の多寡が単年の収支が赤字になるか黒字になるかを左右する場合もあり、これによって税引き前利益を基準とする法人税額も左右されることがある。よって日本の税制下では、各年毎のキャッシュフローまで分析の枠組みを精密化することが望ましい。IfaS が開発・運用している再エネの地域付加価値分析ツールは毎年のキャッシュフローに基づいて推計を行うモデルとなっていることから、本研究ではこれをベースとして新たにモデルを構築した。

本研究でも再エネに関わる経済活動を計画・導入段階と運転・維持および事業マネジメント段階に大別して分析を行う。また設備の製造段階については分析の対象外とした。分析の対象とする技術は表 4.1 に示す 24 種となっている。特にバイオマスは多様な技術が存在し、費用構造がそれぞれ異なることを分析に反映するためラウパツハ他 (2015) と比較して詳細な分類とした。

表 4.1：本研究で分析対象とした再エネ技術

大分類	小分類	大分類	小分類
太陽光	10kW 未満	バイオマス	20,000kW・未利用材 70%, 一般木材 30%
	10-50kW		10,000kW・未利用材 70%, 一般木材 30%
	50-500kW		5,000kW・未利用材 100%
	500-1,000kW		1,500kW・未利用材 100%
	1,000kW 以上		ガス化熱電併給 - 2MWel; 3.5MWth. 未利用材 100%
風力	2,000kW		熱供給 - 150kW・未利用材 100%
	20,000kW		熱供給 - 500kW・未利用材 100%
小水力	100kW 未満		熱供給 - 50kW・未利用材 100%
	100-200kW		ガス化熱電併給 - 135kWel; 270kWth・未利用材 100%
	200-1,000kW		ガス化熱電併給 - 180kWel; 270kWth・未利用材 100%
			ORC 熱電併給 - 968kWel; 4,081kWth・未利用材 77%, 一般木材 23%
			10,000kW・一般木材 100%
			2,000kW・建設資材 100%
			5,000kW・一般廃棄物 100%

出所：著者作成

計画・導入段階では再エネ事業者が自己資本、金融機関からの借入金、公的機関からの補助金によって投資を行う。自己資本を提供する主体としては域内・域外の市民、域内・域外の企業、自治体を想定している。これによって対象とする再エネが生み出す利潤のうちどれだけが地域に帰属するかを計ることができる。また借入金についても域内からの借入と域外からの借入を区別している。このそれぞれについて年あたりの利子率と返済期間を独立して設定し、それぞれに対する利子支払い・元本返済の合計が返済期間に渡って一定になるよう年間の返済額を決定する。

再エネ事業者の初期投資は、設備そのものへの支払いと企画/設計・土木・電気工事・不動産業といった設置に関わる産業への支払いに分けられる。設備そのものへの支払い以外については地域の中でも担いうると考えられる。そこで支払いのうちどれだけが域内の産業に帰するかを産業ごとに与えて推計を行う。本推計では分析対象地域が県全域と大きく、設置に関わる産業も十分に存在すると考えられることから設備そのもの以外の支払いは全て県内の産業に帰するものと想定した。なおここでの産業分類は法人企業統計 7) による分類に従って 58 部門とした。

再エネ事業者からの支払いは他の産業から見ると売上として捉えられる。売上のうち一定の割合は従業員の所得、あるいは事業者の利潤となる。その割合については、産業ごとに 2010 年度から 2012 年度までの 3 年間の法人企業統計（財務総合政策研究所）から算出した平均値を用いた。これは再エネに関わる産業活動によって得られる利潤が、その産業全体の平均的な利潤と等しいと想定しているということだが、これについてはラウパツハ他, 2015)と同様に「企業が自らの属する産業部門において、標準的な利益を期待できないのであれば、再エネ産業にしない」という考えに基づいている。企業利潤からは法人税が、

従業員所得からは所得税が算定される。それぞれの税率は基本的に全国共通であり、国税法人税 18.0% (税引き前利潤に対して)、都道府県法人住民税 5% (国税法人税額に対して)、市町村法人住民税 2.29% (国税法人税額に対して)、国税所得税 20%、都道府県住民税 4%、市町村住民税 6%となっている。

次に運転・維持および事業マネジメント段階に移る。この段階は再エネ発電設備の稼働期間に渡って続くが、本研究では日本の固定価格買取制度が 20 年の買取期間を設定していることから、いずれの技術についても 20 年として推計を行った。ただし技術によっては 20 年を超えて稼働する場合もあるため、本研究での推計はやや過小となっている可能性がある。

運転・維持およびマネジメント段階ではまず各再エネの設備容量・設備利用率・エネルギーの販売価格によって再エネ事業者の売上が発生する。このうちエネルギーの販売価格については、多くの再エネで固定価格買取制度に基づく買取価格を想定しているが、将来時点で買取価格が低減したり卸売市場での電力価格が高騰したりして、市場価格が買取価格を上回ることがあれば市場価格で販売することとなる。また太陽光 (10kW 未満) やバイオマスのうち小規模な熱利用の技術については電力や熱を自家消費するものとし、本来外部から購入するはずだったエネルギーを代替する節約効果を収益として推計している。この場合には電力の小売価格 (25~30 円/kWh) や家庭での熱供給にかかる費用 (30 円/kWh) など、代替されるエネルギーの価格がベースとなる。

続いて再エネ事業の運用にかかる費用の推計を行う。費用項目には発電量 (kWh) に応じて変動する (バイオマス) 燃料費と、それ以外の維持・管理の費用、売上に応じて課税される電気事業税 (売上に対して 0.7%)、定率法によって減価された固定資産の評価額に応じて課税される固定資産税 (評価額に対して 1.4%) が含まれる。このうち租税支払い以外の項目については初期投資の場合と同様に関連産業の売上となり、そこから事業者の利潤・被雇用者の所得・租税が発生する。一方で電気事業税は都道府県に、固定資産税は市町村に帰属する地域付加価値としてカウントされる。

初期投資の価値を定額法で償却する減価償却費と融資支払利息も利潤を計算する際に売上から除かれる。これらと従前の費用を売上から除いたものが再エネ事業者の税引き前利潤となる。これに対し定められた税率で国税法人税・都道府県法人住民税・市町村住民税が課税される。こうして再エネ事業者の各年の純利益を算出する。

一方で各産業は再エネ事業者から得た売上に基に付加価値を生み出す。各産業の売上は初期投資または維持・管理にかかる費用から生じるが、銀行業に関してのみ再エネ事業者の支払利子が売上となる。

計画・導入段階から運転・維持および事業マネジメント段階における関連産業と付加価値の構造を示したものが図 4.1 である。

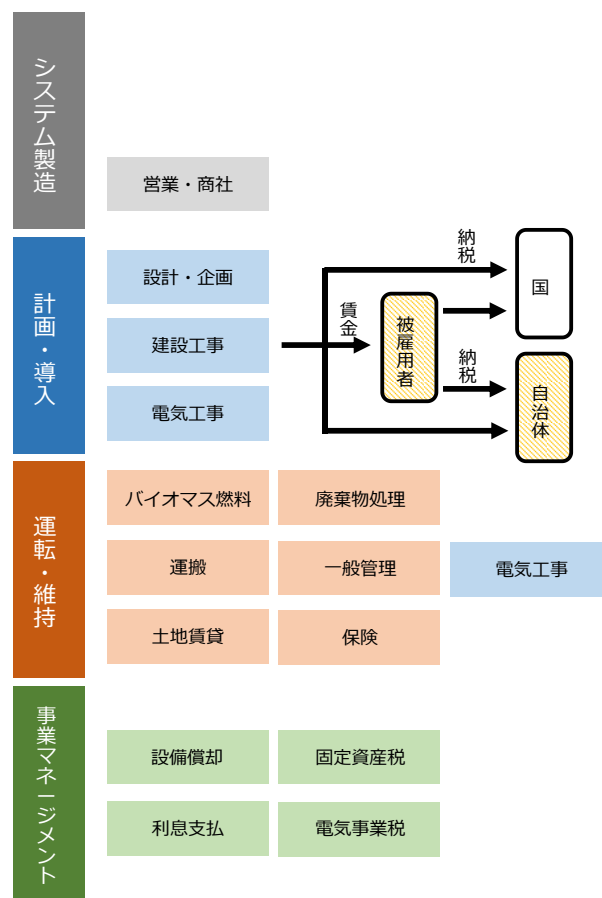


図 4.1：再エネ事業のバリュー・チェーンと付加価値の配分
出所：著者作成

分析の出発点となる各再エネ技術の初期投資費用や維持・管理にかかる費用は各年度の『調達価格及び調達期間に関する意見』（調達価格等算定委員会）及び、エネルギー環境会議コスト等検証委員会（2011）の包括的なデータを土台として、各技術に個別の調査報告書などを利用して不足箇所を補完している。また各再エネの専門家を対象としたヒアリング調査や、事業者の事業計画・キャッシュフローの分析によって各再エネ技術の費用構造を推計している。この他、産業別の利益率や人件費率についてはラウバッハ他（2015）で法人企業統計を基に推計したデータを利用している。

4.3. 長野県における再エネ導入による地域付加価値

4.3.1. 長野県における再エネ導入状況

長野県の2000年から2014年までの再エネ導入状況は図 4.2、図 4.3 に示す通りである。特に2007年以降、太陽光を中心に導入が拡大しており、累積設備容量の90%以上が太陽光である。特に固定価格買取制度が開始された2012年以降の伸びが目立つ。一方でその他の再エネに関しては2001年、2013年に導入された小水力（約40MW）を除き、ごくわずかに

留まっている。特に風力については今回取得したデータの範囲では、県内で設置された設備はないということであった。

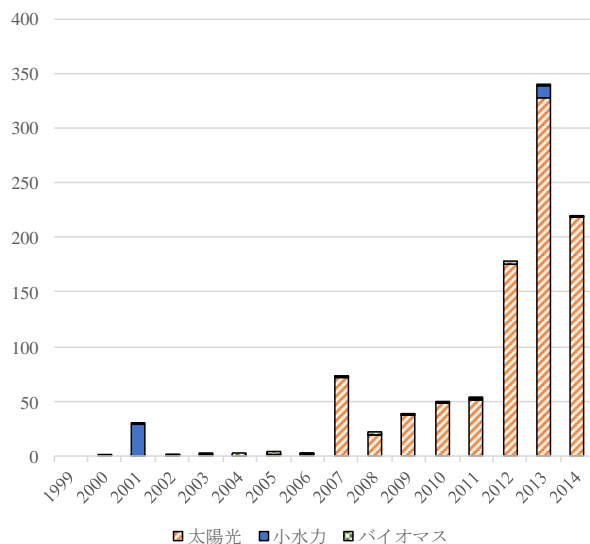


図 4.2：長野県の再生可能エネルギー導入状況（2000年～2014年, MW）
出所：長野県庁へのヒアリング（2016年6月6日実施）に基づき著者作成

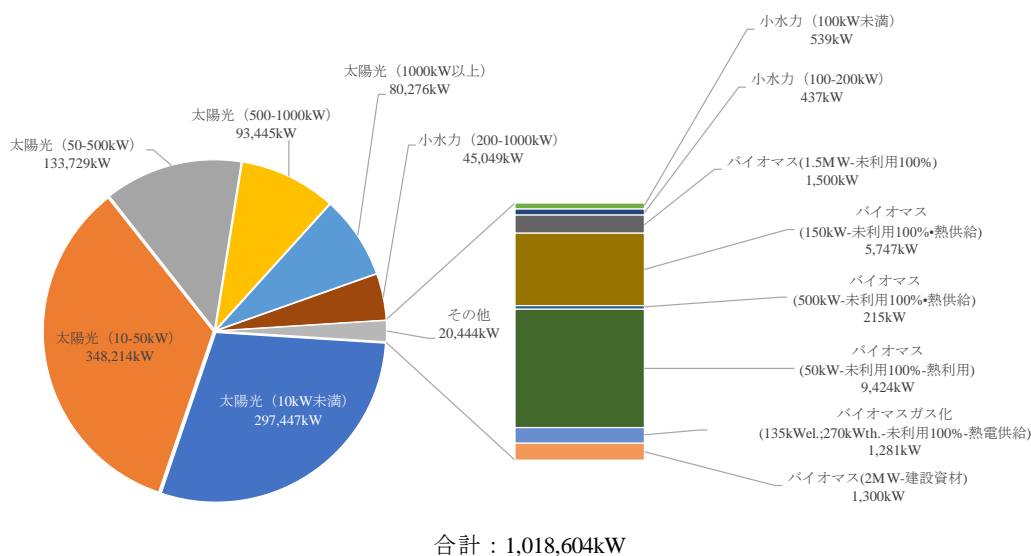


図 4.3：長野県の技術別再生可能エネルギー導入状況（2000年～2014年累積）
出所：長野県庁へのヒアリング（2016年6月6日実施）に基づき著者作成

各再エネ設備に関する地域のオーナーシップについては長野県へのヒアリングで得たデータと、経済産業省が FIT 制度を通じて把握しているデータを基に、以下のように推計した。まず長野県が把握している県内の再エネ設備について、その設置主体から県内にオー

ナーシップがあるものとそうでないものとを分類する。県で把握している設備容量は県や自治体が保有するものが中心で、経済産業省が FIT 制度を通じて把握している設備容量よりも少なく、両者の間に差異が生じる。この差分については民間企業が所有しているものと仮定した。民間企業所有分のうち、県内企業の保有比率については県のデータから判明している再エネ種別の県内保有比率を適用した。

本推計では再エネ事業者の利潤については地域に帰属するものと地域外に流出するものとを区別して推計を行い、前者のみを地域付加価値に算入している。県内で導入された太陽光発電設備は住宅の屋根に置くタイプのものなど小規模な設備が中心で、県内に設置された太陽光発電設備の約 90%は県内の主体がオーナーシップを有していると想定される。一方で小水力発電については設備容量ベースで 30%あまりが県内の主体によるオーナーシップのある設備となっているが、これは関西電力が 2001 年に設備容量の比較的大きな小水力発電設備を県内で設置したためであり、その後の開発はほぼ全て県内の主体によって行われている。

再エネに関わる経済活動のうち、設備そのものの製造以外のサービスや製品の供給がどの程度地域内の主体によって行われているかについては信頼性の高いデータが得られなかった。そこで本研究では県内の再エネ事業者が設備そのもの以外のサービスや製品を全て県内から調達しているものと仮定して、その場合の地域付加価値を推計した。従って本章で示す結果は長野県でこれまでに普及してきた再エネについて、誰が所有しているかというオーナーシップ構造に対し、実現可能な地域付加価値の最大を示すものであり、その意味で「ポテンシャル評価」であると言える。ただし分析の中心となる太陽光発電設備の維持・管理については地域の事業者が担うケースが多いため、本研究での推計と実際の経済波及効果に大きな差異はないと考えられる。

4.3.2. 推計結果

推計の結果得られた電源・主体別の地域付加価値ポテンシャルは表 4.2 に示す通りである。

表 4.2：電源・主体別地域付加価値ポテンシャル（累積、億円）

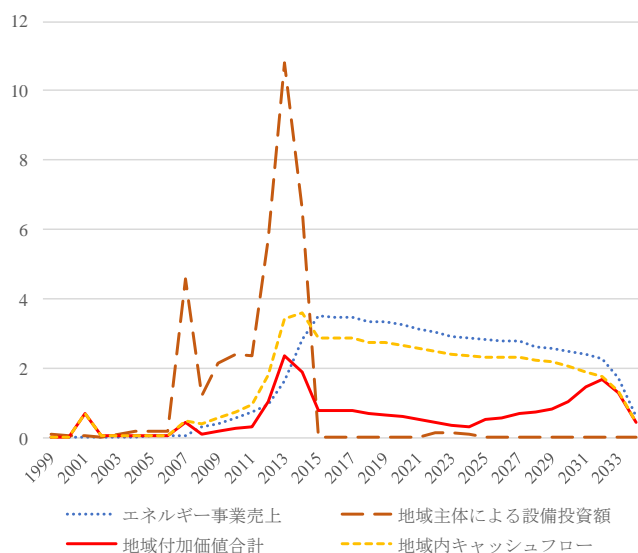
	太陽光	小水力	バイオマス	合計
個人所得	719.0	130.0	38.2	887.1
企業利潤	559.8	192.9	31.1	783.8
地方税計	475.0	64.9	16.9	556.8
市町村税	319.1	43.6	11.3	374.0
都道府県税	155.9	21.2	5.6	182.8
地域付加価値合計	1753.8	387.7	86.2	2227.7

出所：著者分析による

主体別では、個人すなわち被雇用者に支払われる所得が最も大きくなっている。個人の所得には再エネ事業者に直接雇用される被雇用者の可処分所得（税引後所得）の他、設備の設置に携わる建設業やメンテナンスなどを行う機械等修理業など、関連産業における被雇用者の可処分所得が含まれる。次に大きな要素となっている企業利潤も同様に、再エネ事業者と関連産業における利潤から成る。市町村税には再エネ事業や関連産業の被雇用者が支払う所得税，再エネまたは関連産業の事業者が支払う法人税，再エネ事業者が支払う固定資産税，再エネ事業者による電力の販売に付随して発生する消費税のうち市町村税分が含まれる。都道府県税は同様の所得税及び法人税，消費税の他，再エネ事業者が支払う電気事業税が含まれる。個人所得，企業利潤，市町村税，都道府県税を合計したものが地域付加価値の総計となっている。

導入された設備のほとんどが太陽光発電であるため、いずれの主体においても太陽光発電に由来する付加価値のポテンシャルが最大となっている。次に付加価値のポテンシャルが大きいのは小水力となっているが、これもバイオマスの10倍以上の設備容量が県内で稼働しているためである。バイオマス発電は設備容量に対し、相対的に付加価値が大きくなっている。これはバイオマス発電のみ運転・維持段階でバイオマス燃料を必要とするため、再エネ事業者から他の事業者を支払われる費用が他の再エネより大きくなるためである。

前掲の分析結果から県内の主体が得るエネルギー事業の売上，県内の主体による設備投資額，県内で実現する地域付加価値，地域内でのキャッシュフローの経年変化を図示したものが図 4.4 である。



(1999年～2034年, 億円)

図 4.4：長野県における再生可能エネルギー関連キャッシュフローの経年変化
出所：著者分析による

本研究の分析では2014年までに導入された設備を分析の対象としているため、設備投資額は2015年以降がほぼ0となっている。ただし2021年から2024年にかけてわずかに投資が発生するとされるのは、太陽光発電の一部で通常のメンテナンスだけでなくパワーコンディショナの交換など費用規模の大きな改修が想定されるためである。また2001年には設備投資額よりも付加価値やキャッシュフローがはるかに大きくなっているが、これは2001年に投資が行われた小水力発電設備が全て県外の事業者によるもので、県内の主体による投資としては表れてこないためである。なお投資が1999年から発生するのは、設備の導入すなわち運転開始が2000年の場合、投資はその前年に行われると想定して分析を行っているためである。

分析対象とした再エネが生み出す付加価値の総計と国税による徴収分、オーナーシップが全て県内の主体に帰属していた場合を示す地域帰属分最大値、県外の主体がオーナーシップを有しているため県内に留まらなかった付加価値の流出分、地域帰属分最大値から流出分を差し引いたポテンシャルをそれぞれ示したものが下表である。

表 4.3：電源別地域付加価値ポテンシャル・地域内外比較（累積、億円）

	太陽光	小水力	バイオマス	合計
総付加価値	3030.4	801.3	112.9	3944.6
国税	710.9	85.4	22.0	818.2
地域帰属分最大値	2319.5	715.9	90.9	3126.4
流出分	559.7	328.1	0.3	888.1
ポテンシャル	1759.8	387.8	90.6	2238.3

出所：著者分析による

県内の再エネ事業によって生み出された付加価値約4,000億円のうち25%程度は国税として徴収され、残る3,100億円余りが地域に帰属する地域付加価値の最大値である。県外に流出する付加価値の60%程度は太陽光に由来するが、これは大規模なソーラーパークについては県外の事業者による投資も一定の割合で行われていることが原因である。また流出分のうち小水力に由来する部分は2001年に投資が行われた設備によるものである。

再エネが分析対象とした35年間で県にもたらす付加価値は約2,200億円、年平均で約64億円と推計された。これは長野県の県内総生産7.9兆円（2014年、名目、長野県⁹⁾）の1%に満たない規模である。しかしFIT制度が機能する限り、再エネの運転・維持および事業マネジメント段階における付加価値は景気などの外的要因に左右されず発生し続けることから、再エネ事業が地域にもたらす経済的な効果は付加価値額以上に大きい。

本モデルで、地域外の事業者によって投資された1,000kWの太陽光発電設備について地域付加価値を試算したところ、事業所や従業員が地域内に存在しない場合の地域付加価値は電気事業税や固定資産税のみであり、その割合は発電事業による売上の10%にも満たないとの結果が得られた。総付加価値は売上の70%前後となるため、地域主体が事業に取り

組まなければ付加価値の 80%以上が地域外へと流出することとなる。一方で今回行った長野県のケーススタディでは総付加価値の 50%以上が県内に留まっているとの結果が得られている。これは発電設備のオーナーシップの多くが県内の主体に帰属していること、設備の多くがメンテナンスの比較的容易な太陽光発電であり、地域内で維持・管理が可能であることによる。今後も県内での再エネ導入が地域の経済活性化に寄与するためには、引き続き発電設備のオーナーシップを地域主体が持つことが重要である。

4.4. 地方自治体 A における CHP 事業および熱供給事業による地域付加価値

4.4.1. 事業概要

地方自治体 A (基礎自治体) で計画されているバイオマス CHP 事業は、東京に拠点を置く域外企業が 100%出資して実施する。設備は 11 基の木質ペレットガス化熱電併給ユニットから成り、設置に必要な土地は自治体側が用意し、借地料は生じない。ユニットの発電能力合計は 1,815kW で所内電力を除く 1,727kW を電力系統に供給する。熱供給能力の合計は 2,860kW である。稼働に必要な木質ペレットの生産も CHP 事業者が行う計画であり、そのために必要な年間 15,000 m³ の木材のうち 5,000m³ を域内の事業者が供給し、残りの 10,000 m³ は CHP 事業者が域外から調達する計画となっている。またペレット製造にあたって必要な木材乾燥については、CHP ユニットから 1,100kW の熱供給を受けて行う。残り 1,760kW の熱については後述する地域熱供給事業に供給される。設備利用率としては 90% が予定されており、FIT 制度の認定を受けた買取価格は 40 円/kWh である。

CHP 事業に必要な投資総額は事業者により約 25 億円と見積もられている。分析に必要な費目ごとの内訳については、自治体を經由して事業者側から可能な範囲でデータの提供を受けた。不明な箇所についてはこれまでにラウパッハ他 (2015) が収集したデータを利用して補完している。ただし計画・導入段階では自治体内の企業への発注はなく、地域での付加価値は発生しない見込みとなった。

地域熱供給事業は自治体が主体となり、国の補助金等を活用してインフラ整備を行い、事業を実施する。現在の計画では 3 カ年に渡り、公共施設を対象として熱導管の整備を行い、既存の木質ボイラーやその他の熱供給手段と同等の価格で熱供給を行うとしている。対象施設としては自治体役所や小・中学校の他、自治体が運営する住宅や高齢者複合施設などが含まれる。更に将来的には希望する一般家庭に対しても熱導管を接続し、熱供給を行うことを目指している。また既に上記の公共施設に設置している熱供給用の木質ボイラーも地域熱供給事業で併せて利用し、特に熱供給が不足する冬期の需要をまかなうために利用することが想定されている。よって地域熱供給事業に対しても、自治体内からの木質燃料の供給が発生し、林業や陸運業に対して経済波及効果が生じる。

地域熱供給事業について、熱導管の設置など必要な投資総額は自治体により約 8.2 億円と見積もられている。その費目ごとの内訳や、CHP 事業からの熱供給価格と販売量、公共施設への熱販売価格と販売量、毎年のキャッシュフローについては自治体からデータの提供

を受けた。なお投資については環境省による補助が想定されており、自治体の実質的な負担は 0.9 億円程度となる見込みである。

4.4.2. 推計結果

本研究では上記の 2 事業についてバリュー・チェーン理論に基づく地域付加価値創造分析の手法を適用し、それぞれの事業を通じて自治体にもたらされる経済的な付加価値を定量的に示す。なお分析期間についてはバイオガス CHP 事業を基準とし、計画・導入段階として 1 年と、FIT 制度が適用される運転・維持および事業マネジメント段階として 20 年間の合計 21 年間と設定した。熱供給事業についてもバイオガス CHP 事業と同年に計画・導入を開始し、その後の 21 年間で分析対象としている。

図 4.5 は分析によって明らかになった付加価値の推移である。バイオマス CHP 事業では事業そのものの利益が最も大きい。その理由としては、第一に 40 円/kWh と FIT 制度の中でも最も高い買取価格が設定された技術で、企業努力により比較的安価なユニットが手配可能と見込まれることが挙げられる。第二に、ユニットが 90% と高い設備利用率で 20 年間稼働が可能と見込まれていることが挙げられる。実際に、同型のユニットはすでに他国で多数稼働しており、ホワイトペレットを使用する場合には目立ったトラブルは起こっていないとのことである（地方自治体によるメーカーへのヒアリング）。事業者の利益は主に固定資産税の課税額に応じて少しずつ増加し、設備の法定耐用年数である 15 年を境に更大きくなり、その後は安定して推移すると推計された。

地域への帰属分としては、CHP 事業や木材供給を行う林業の被雇用者所得が最大と見込まれる。特に CHP 事業者には直接雇用される従業員の所得が最大であり、7 名の雇用と 2,300 万円以上の可処分所得が毎年発生する。林業や、木材の運搬を行う陸運業は売上に占める人件費率が高く、1,000 万円程度の可処分所得が毎年生じる見込みとなっていて、2 名程度の新規雇用の可能性がある。また林業と陸運業の事業者が取得する利益も地域に帰属する付加価値として把握されるが、こちらは年間で 80 万円程度と小さい。

自治体税収入も一定程度見込まれるが、年々減少していく固定資産税が大きな割合を占めている点に注意が必要である。固定資産税は、設備の法定耐用年数である 15 年目まで減少し、その後は取得価額の 5% を課税標準額として、標準税率の 1.4% を乗じた額が課税される。固定資産税に次いで税額が大きくなるのは法人住民税であり、こちらは事業者の利益が大きくなるのに比例して税額も大きくなる。すなわち固定資産税とは逆の推移を示す。ただしその税額規模については固定資産税ほど大きくないため、固定資産税の減少分を完全に補完するまでには至らない。

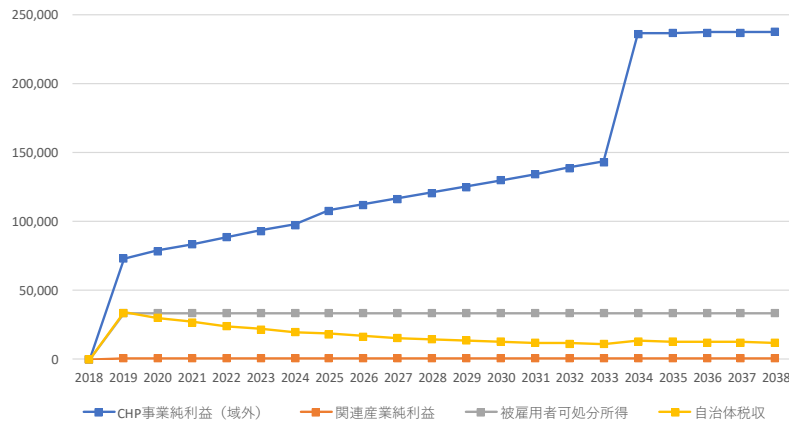


図 4.5：バイオガス CHP 事業による地域付加価値の推移（単位：千円）

出所：著者分析による

図 4.6 は分析によって明らかになった、地域熱供給事業に関する地域付加価値の推移である。自治体が主体となって行う熱供給事業は、熱導管の整備を行って規模の拡張を図る 2 年目のみ赤字となるが、それ以降は安定した黒字経営が見込まれる。ただしこれは投資総額 8.2 億円のうち 90% 余りを国からの補助金によってまかなうことを前提としており、現在の熱導管敷設コストを前提とすると事業単体で採算をとることは極めて難しい。

地域への帰属分で最大となるのは、被雇用者の可処分所得である。特に計画・導入段階における建設業への帰属分が大きくなっている。ただしこれは最初の 3 年間のみ生じる「特需」であることに留意が必要である。一方でそれ以降については、熱供給事業に専属する職員と、既存の木質ボイラーに燃料を供給する林業や陸運業に従事する従業員の可処分所得であり、熱供給事業が維持される限り安定した付加価値の配分が行われる。

関連産業として建設業、林業、陸運業が関わっているが、これらの事業者が得る純利益は合計しても年平均で 50 万円程度と小さい。また自治体税収も年平均で 70 万円程度とこちらも小さい。ただし今回の分析では自治体を事業主体として想定しており、先述した熱供給事業そのものの利益も自治体に帰属することとなる。

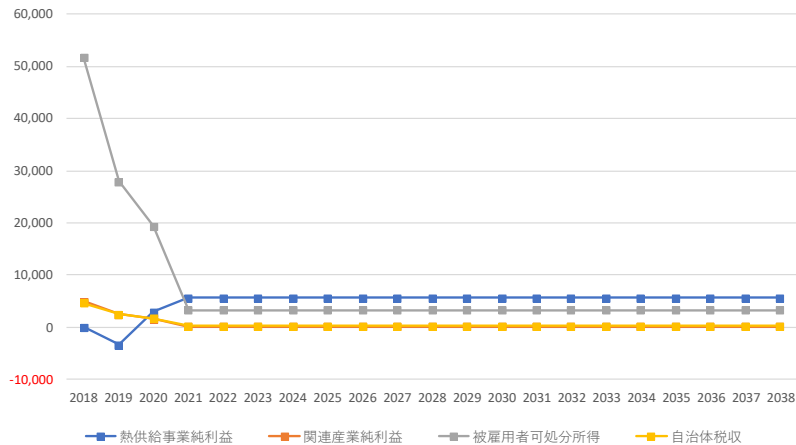


図 4.6：地域熱供給事業による地域付加価値の推移（単位：千円）

出所：著者分析による

表 4.4 にバイオガス CHP 事業と熱供給事業それぞれについての、21 年間累積での地域付加価値総額を示す。自治体に帰属する付加価値は CHP 事業により約 12 億円と、熱供給事業により約 4 億円と推計された。一方で域外の事業者が取得する純利益は累積で約 28 億円であり、両事業から生じる付加価値の半分以上が域外に帰属することとなる。

表 4.4：バイオガス CHP 事業・熱供給事業の地域付加価値総額（累積・単位：千円）

付加価値項目		バイオガスCHP事業	熱供給事業
事業者純利益		*2,830,696	101,107
被雇用者可処分所得		469,779	50,225
自治体税収	合計	327,620	14,146
	法人住民税	89,452	-
	被雇用者所得税	16,000	4,425
	固定資産税	222,167	-
	関連産業由来分 (法人住民税+所得税)	17,997	9,721
関連産業	関連産業帰属分合計	214,062	117,909
	純利益	16,047	10,673
	被雇用者可処分所得	198,014	107,236
	法人住民税+所得税（再掲）	17,997	9,721
地域付加価値合計		1,225,522	401,296

註*：バイオガス CHP 事業では事業者純利益が地域外に帰属するため、
地域付加価値合計からは除外

出所：著者分析による

域外 CHP 事業者の純利益が最大であるのに対し、最も大きなリスクを背負っているのも CHP 事業者である。FIT 制度により、発電した電力を全量販売できることは保証されてい

るが、バイオマスエネルギーは太陽光発電や風力発電と異なり、エネルギーを生産するために燃料の供給が必要である。FIT 制度開始後、2,000kW 以上のバイオマス発電所は移行認定分も含めて 2,800MW 以上が導入されており、北海道でも 81MW 余りが導入されている（経済産業省，2017）。未利用木材に対する需要が非常に大きくなっている現状で、15,000m³の未利用木材を 20 年間に渡って確保することは容易ではない。その上、投資や維持管理に必要な費用は FIT 制度の適用を受ける事業である限り、他の補助制度などを利用して低減することはできず、売上が十分でなければ自己資本または金融機関からの借入によって調達しなくてはならない。

一方で CHP 事業について地域が負うリスクは相対的に小さい。設備の設置に必要な土地は自治体側が用意するため、その費用がわずかに生じるが、これは 1 度切りの費用で維持管理については自治体や地域の費用負担はない。それに対して地域に帰属する付加価値は累積で 12 億円余りと推計され、費用負担と比較するとリターンは大きい。ただし事業の実施、継続、撤退に関する判断について地域側に権限はなく、事業に伴って地域に配分されていた付加価値が想定される 20 年間の事業期間終了を待たずに消失してしまう可能性もある。また、今後の行政手続等の進み方によっては事業そのものが実施されないというリスクもある。

熱供給事業が生み出す付加価値は CHP 事業と比較すると小さいが、自治体が事業主体となるため国税や都道府県税を除くほぼ全ての付加価値は地域に帰属する。熱供給事業について最大のリスクは CHP 事業が実施されない、ないし想定していた事業期間中に撤退するということである。地域内に熱導管を敷設して行う熱供給事業は CHP 事業が供給する熱を見込んでおり、その供給が途絶すれば事業として成立しない。仮に CHP 事業者が撤退を決めた場合、残存する設備を購入して事業を継続できるだけの資金力ないし信用力のある主体を新たに探し出すことは難しい。限られた予算の中で自治体が事業を引き取ることも難しいと考えられる。CHP 事業の受け皿が決まったとしても、稼働に必要な燃料供給の道筋をつけることは容易ではない。

CHP 事業が安定して継続できれば、熱供給事業も安定して継続していくことが可能である。地域に必要な熱需要の多くを化石燃料に依存せず供給できるため、経済面だけでなく質的な面でも地域に対して便益をもたらすことが期待される。ここで想定される便益としては熱供給によって生じる温室効果ガスの排出削減の他に、燃料を燃焼する設備が限定されることによる火災リスクの削減などが挙げられる。特に一般家庭が接続する場合には、各戸に燃焼が必要なストーブやボイラーを設置する必要がなくなるため、設備の故障や事故による火災等のリスクを大幅に減じることが期待される。

地方自治体 A におけるバイオマス CHP 事業と地域熱供給事業について、これらの事業を新たに実施することにより地域に一定の経済付加価値がもたらされることが示された。地域に配分される付加価値としては被雇用者の所得が最も大きく、次いで自治体税収となっている。しかし両事業によって生じる付加価値の大部分は CHP 事業を所有する域外企業に

帰属する利潤であると推計された。バイオマス CHP 事業は特に燃料となる木材の確保にリスクがあり、事業者の利潤はこのリスクに見合ったものと考えられる。一方で熱供給事業は自治体が主体となって取り組んでいることから付加価値もほとんどが地域に帰属する。ただし事業の継続は CHP 事業の継続に依存しており、かつ CHP 事業の継続、撤退の判断について地域が権限を有していないことが最大のリスクとなっている。

4.5. 長野県と地方自治体 A の比較考察

地域が再エネ事業によって得る付加価値を最大化しようとするれば、地域の主体が自ら事業を行うことが望ましい。長野県のケーススタディからは、県内でこれまでに実施されてきた太陽光発電事業の所有権の 90%以上を県内の主体が有しているなど、再エネ事業のオーナーシップの多くが県内にあることで、再エネ事業が生み出す付加価値の多くが地域付加価値として実現していると推計された。他方、地方自治体 A のケースでは核となる CHP 事業の所有権が自治体外の企業にあり、事業によって生じる付加価値の多くは自治体の外に流出してしまうと見込まれる。ただし長野県のケースでは都道府県を一地域として扱っており、再エネ事業が立地している地域とその事業の所有者とが同じ基礎自治体の中に存在しているとは限らないことに注意が必要である。県内の再エネ事業の所有権が、県の経済的な中心となっている長野市や松本市に集中している可能性もある。その場合は地方自治体 A のケースと同様に、立地地域が享受する経済的な便益は限定的なものとなる。

長野県と地方自治体 A で再エネ事業の所有権に大きな差異が現れた理由は、それぞれの再エネ事業で利用されている再エネの種類の違いにあると考えられる。長野県における再エネ事業は太陽光発電が中心となっているが、太陽光発電は再エネの中でも比較的参入が容易で、小さな資本規模でも事業を立ち上げることができる。他方、地方自治体 A のケースでは設備の設置に必要な投資額や燃料の調達も含めた維持管理費が大きく、しかも国内では前例がほとんどないバイオガスによる CHP 事業ということもあり、事業を実施するのに十分な資金力、信用力、経営力のある主体が地域に存在しないという事情があった。事業に対して一部のみ地域の企業や市民が資本参加するという選択肢も考えられるが、意志決定に関する手続きや調整が煩雑となることから域外企業側から受け入れられず、今のところ実現の見込みはない。地方自治体 A で現在の枠組みの中で地域に帰属する付加価値を高めるためには、自治体内から CHP 事業に供給する未利用木材を増やすことが現実的と考えられる。CHP 事業に地域内から燃料を供給することで、地域内の林業や陸運業で生じる付加価値が増加するとともに、CHP 事業そのものの持続性が高まり、域外企業が撤退するリスクを減じることができる。

再エネによる付加価値を地域が最大限に取得するためには地域が自ら再エネ事業のリスクを背負い、自ら事業を進めていくことが理想である。しかし地方自治体 A のケースのように、バイオマスを利用した発電事業や熱供給事業の場合は燃料供給を増やすことによって地域に帰属する価値を高めることもできる。また燃料供給の増加は事業の持続性の向上

にもつながり、期待される付加価値が実現しないリスクを減じることができる。

4.6. 結論

本章で用いた、IfaS モデルを基に開発した日本版地域付加価値創造分析モデルは再エネがもたらす付加価値がどの主体に帰属するか、様々な前提のもとで試算し、可視化することができる。特に地域が再エネに対してオーナーシップを持つかどうか、地域に付加価値が残るかどうかを決定的に左右する重要な要素となっていることが分かる。このことによって地域の主体が自ら再エネ事業に取り組むことの意義が明確となり、地域で再エネ事業に取り組むための合意形成を前進させることが期待される。また外部資本によって再エネ事業を開発する場合でも、どの程度の資本参加であればどの程度の付加価値が地域に残るかを様々な想定の下に示すことで、地域外の主体と地域との合意形成を容易にすることも期待される。海外では再エネ事業に地域がオーナーシップを持つかどうか、実際に立地地域の事業に対する受容性を左右することも報告されている(例えば Musall & kuik, 2011)。よって地域が得る付加価値を高めるとともに、事業の受容性を向上させるため、地域の主体による再エネ事業のオーナーシップを高めるよう政策的に誘導することが有効となりうる。

地方の自治体は経済規模の縮小や人口減少など、様々な課題を抱えており、これを改善する手段として「エネルギー自治」への期待は大きい。エネルギー自治を今後どのように進めていくか、という将来のシナリオを検討する上でも各年のキャッシュフローを基礎とする地域付加価値創造は有効である。将来シナリオの検討においては太陽光発電や風力発電といった再エネの将来に向けたコスト低減の推計も織り込むことも重要となる。

エネルギー自治の実現に向けては、地域の側にそれを担う主体が十分育っていないという課題があることが、改めて浮き彫りとなった。自らリスクをとり、事業に取り組むことなしに、地域が得る価値を最大化することはできないことが本研究で実施した地域付加価値創造分析によって定量的に示された。今後は分析の精度を更に高めるとともに、地域の主体の意志決定を後押しするような分析の提示の方法についても検討を進めていく必要がある。

一方で再エネは今なお発展段階にある技術分野であり、設備の効率や費用規模・費用構造について今後もダイナミックな変化が予想される。そのため引き続きこうした基礎データの収集を継続し、分析の精度を維持・向上させていく必要がある。また本研究で扱った太陽光・風力・小水力・バイオマスだけでなく地熱エネルギーや省エネなど他のエネルギー分野へのモデルの拡張も今後の課題である。更に、本研究で用いた地域付加価値創造分析の手法は地域主体による電力小売事業への参入、空き家の活用といった地域経済に影響を与える他の政策の分析にも適用することが可能である。様々な地域づくり政策について本分析手法を活用し、どのような事業が地域にとっての経済的な便益、すなわち地域付加価値を獲得する上で有効かを判断する基準を提供することも今後の展開として想定してい

る。

第5章 再エネ導入による経済効果を楽しむための方策

本研究の目的は、再エネ導入が経済に対して与える影響を国単位、及び地域単位で定量的に分析することを通じ、再エネ導入が両者に対して正の効果を持つための政策・制度設計の条件について明らかにすることにある。第3章では再エネ導入が国単位の経済に対して与える影響を、マクロ計量モデル E3ME-Asia を用いて定量的に分析した。また第4章では再エネ導入が地域単位の経済に対して与える影響を、バリュー・チェーン理論に基づく地域付加価値創造分析によって定量的に分析した。本章ではこれらの結果を踏まえ、再エネ普及が国・地域の双方に対して正の経済効果を持つための3つの条件を第1節で確認し、その条件を実現するための制度・政策についてそれぞれ第2節・第3節・第4節で考察する。

5.1. 再エネ普及が国・地域に対し正の経済効果を持つ条件

第3章の分析では、第2章で取り上げた先行研究と同様、日本における再エネの導入が国単位の経済に与える影響については軽微ながらも負となるとの結果が得られた。また第4章の分析からは地域経済への影響は条件によって正にも負にもなりうることが明らかとなった。従って日本における再エネ普及が国・地域の経済に対して与える影響を示す立ち位置は、表5.1に示すように国単位では負、地域単位では不明という位置となり、ドイツ・デンマークとって再エネ普及が先行している国々とは異なる結果となった。本節では表5.1で示した日本における再エネ導入に関する経済効果の見通しを、国・地域の双方に正の経済効果を持つ位置へと移行させるための条件について確認する。

表 5.1：再エネ導入の経済効果の分析枠組み

		地域単位の経済への影響		
		正	不明	負
国単位の 経済への 影響	正	ドイツ・デンマーク	EU	
	不明			
	負		日本	

出所：著者作成

国単位の経済を対象とした分析では、既存の研究で用いられてきた CGE モデルとは異なる特長を持つマクロ計量モデル E3ME-Asia モデルを用いて分析を行った。これにより既存研究では捉えきれなかったエネルギー政策の変化による消費行動や投資行動の変化が経済に与える影響をよりの確に捉えることが可能となった。本分析からは再エネへのエネルギー転換が軽微ながらも負の影響を持ちうることを指摘した。またその主たる要因は日本において再エネの導入にかかるコストが高くなっていることや、システムの柔軟性に制限が課せ

られており再エネへの投資を継続できないことであることを明らかにした。

地域単位での分析では既存の研究で用いられてきた産業連関分析ではなく、事業の各年のキャッシュフローに基づくボトムアップ型の地域付加価値創造モデルを活用した。これにより既存研究よりも地域の実態に即した機動的な分析が可能となった。本部席からは、従来のエネルギーシステムと同様に再エネの立地地域外の資本が再エネに投資し事業を行う場合には再エネ事業が生み出す付加価値が地域に帰属せず流出してしまうが、立地地域の主体が自ら事業の所有権を握ることによって付加価値の流出を抑制し、地域付加価値を最大限に実現できることを指摘した。

地域主体が主導する再エネ事業の広がりや、立地地域における再エネ事業の受容性を高め、再エネ普及を後押しすることも期待される。様々な地域で、そこに根付いた主体が主導した再エネ事業が立ち上がっていけば、日本国内で再エネに関連した設備や維持管理に関わる需要がより高まり、関連する財やサービスを提供する事業者間での競争や、各事業者の学習を通じて再エネにかかるコストが低減していくと考えられる。再エネのコストが低減することによって国単位での再エネ普及もより加速するとともに、再エネへの支援政策にかかるコストを引き下げ、電力価格の上昇を抑制することにもつながり、支援政策を通じた再エネの普及が持つ負の経済的な影響を減じることとなる。

5.2. 再エネ導入のコストを低減させるための社会制度

太陽光発電については太陽光発電競争力強化研究会（2016）が、欧州と比較して日本の太陽光発電のシステム価格が非住宅用では85%以上、住宅用でも80%近く高価となっていることを指摘している。非住宅用太陽光発電のコストが欧州と比較して高い要因としては、FIT 制度開始当初の高い買取価格を背景に費用効率化のインセンティブが働かなかったことや、発電事業者が自らモジュールやパワーコンディショナ（PCS: Power Conditioning System）といった設備を発注せず、施工を行う事業者にも含めて発注するため、施工業者のマージンが追加されるといった点が指摘されている。また日本では国内メーカーの製品が指向される傾向にあるが、主要な国内メーカー5社を合計した年間の生産規模（約3GW, 2015年）ですら年間生産量が最大のTrina Solar社の生産規模（約5.9GW, 2015年）の半分程度であり、生産規模の違いから国内メーカーの製品価格は海外メーカーの製品価格よりも相対的に高価となっている。他方、住宅用太陽光発電の価格差は主にモジュールやPCSといった設備の価格差に由来しており、その要因としては前述の国内メーカー指向とともに、住宅用のユーザーに対して販売代理店が高い価格設定を行っていることなどが指摘されている。

こうした現状に対して太陽光発電競争力強化研究会（2016）は「長中期の価格目標や入札制度の導入など改正FIT法の適切な運用により、競争を通じたコスト効率的な導入を促すこと」をコスト低減のための方策として掲げている。しかしコスト効率的な導入を促進

するために実施された、2MW 以上の太陽光発電事業を対象とした入札制度⁷における第 1 回入札（低炭素投資促進機構, 2017）では、募集された設備容量 500MW のうち落札されたのはその 30%に満たない 141MW 余りであった。また落札した事業計画は 9 件と非常に少なく、再エネの導入を支援するという FIT 制度の本来の目的を十分に果たせていない。第 1 回入札は 11 月に結果が公表されたところであり、応札が少なくなった要因については今後の分析が待たれるが、供給価格上限額がこれまでの前年度の FIT 制度の価格よりも低い水準で収益性のある事業計画を策定することが難しかったことや、落札できるかどうかの不透明で FIT 制度下よりもリスクが高い一方で買取価格が低く、魅力的な投資案件と判断されなかったことなどが考えられる。

風力発電については風力発電競争力強化研究会（2016）が、欧州と比較して日本の風力発電の資本費が 50%以上高価となっていることを指摘している。ここで資本費は「風車（タワー以外）」「風車（タワー）」「工事費」「電気設備」「その他」の 5 つの構成要素に分類されているが、その他を除く全ての構成要素で日本の価格は欧州より顕著に高価となっている。風車設備の価格が高止まっている理由としては、国内での風力発電導入量が少なく国内メーカーによる生産が限られており、海外メーカーからの調達にならざるを得ないものの、調達量が少ないことや FIT 価格が欧州と比較して高価であることから価格交渉力を発揮できていない点が指摘されている。工事費用が高くなっている要因としては、風力発電所 1 箇所あたりの規模が小さいことや、山岳地、僻地など土地やアクセス手段の整備が必要なケースが多いことが指摘されている。また風力発電についてはその運転維持費も国内では海外と比較して年間・設備容量（kW）あたりで 2 倍以上となっていることも指摘されている。国内で運転維持費が高価となっている要因としては設備利用率⁸や稼働率⁹が海外と比較して低いことや、風力発電設備の運用管理・保守・メンテナンス（O&M: Operation and Maintenance）に関する産業が未成熟であるためと分析されている。

こうした風力発電の課題に対し、風力発電競争力強化研究会（2016）は導入拡大に向けた対策として「電力系統対策」「環境アセス・土地利用規制等の対応の迅速化」「ファイナンス・運営主体」「将来に向けた導入像の提示、低風速地域のポテンシャル拡大」「リプレイス、地域での導入について」「洋上風力の開発について」の 6 点を挙げている。このうち前 2 点は風力発電の低コスト化に向けた対策としても重要と考えられる。「電力系統対策」

⁷ この入札制度は発電事業者に対し事業計画ごとに設備容量と希望する買取価格を入札させ、希望買取価格が低い事業計画から順に募集容量に達するまで落札者を決定するものである。落札した事業計画は入札時の希望買取価格で 20 年間の買い取りを受けることとなる。すなわち入札制度は FIT 制度の適用を受ける再エネ事業を選別するものであり、支援の手法そのものは FIT 制度と同一である。

⁸ 設備利用率とは、発電設備が一定期間（一般的には 1 年間）内に発電した電力量を、その発電設備が 1 年間常に定格出力で運転した場合に発電される電力量で除した割合である。

⁹ 稼働率とは、発電設備が一定期間（一般的には 1 年間）のうちどれだけの時間において発電が可能であったかを示す割合である。算定対象の期間から、故障やメンテナンス等で稼働停止していた期間を除いた時間数を、期間全体の時間数で除すことで求められる。

は風力発電の適地が集中している北海道・東北地域における系統接続のコストや手続きにかかる時間の短縮を実現するためのものである。具体的な施策としては地域間連系線の利用ルールについて、現在の先着優先ルールから間接オークション制へと移行させることなどが挙げられている。環境アセスメントを始めとする各種手続きの迅速化については、予め風車を建設できる地点を自治体等が中心となって定めておくゾーニングや、様々な手続きの窓口を一本化することなどが対策として挙げられている。独自のヒアリングに基づき日本の風力発電のコストについて分析している自然エネルギー財団（2017）はこうした手続きの迅速化に加え、透明性の重要性についても指摘している。法文や規制文書にどのような条件であれば風車を設置することが出来るかが明記されていれば、事業者は許認可の取得について見通しを持ちやすく、事業リスクの低減によって開発コストを減じることに繋がる。

本節では再エネ電源として代表的な太陽光発電と風力発電について、日本における発電コストが欧州等と比較して高価となっている要因と、それに対する個別の対策についてまとめてきた。しかしコスト低減のためにはこうした個別対策だけでは不十分である。諸富（2015a）が指摘するように、日本政府が現在掲げている 2030 年の電源構成に占める再エネ割合の目標（22～24%、ただし大規模水力を含む）の実態は、拡大ではなく「抑制」である。すでに国が FIT 制度の下で認定した再エネ事業の計画を積み上げると 2030 年時点の再エネ比率は 20%に近づくため、上記の目標は再エネについて「現在認めたもの以上は大きく増やさないということの意味する」。太陽光発電や風力発電のコスト低減に向けた課題として、国内産業が設備の製造、維持管理のいずれにおいても未成熟であることを指摘したが、こうした状況を改善するためには事業者による積極的な設備投資が必要である。特に風力発電の維持管理においてはほとんどの風車が海外製であることから、人材育成や部品の調達において金銭的にも時間的にもコストがかかることが指摘されている（安田, 2017）。しかし政府が掲げる再エネの導入に関する目標が、実態としては導入「抑制」であり、日本における再エネの市場が拡大しないと事業者が判断するならば、積極的な投資を行うインセンティブは大きく削がれることになりかねない。よって再エネ導入のコストを低減させるために、まず政府が掲げる将来の再エネ目標を真に野心的なものとし、再エネ事業そのものだけでなく関連する周辺産業に対しても積極的な設備投資が行われるような環境を構築する必要がある。

5.3. 系統の柔軟性を向上させるための社会制度

5.3.1. 発送電分離

系統の柔軟性を向上させることは、電力系統により多くの再エネ電源、特に太陽光発電や風力発電に代表される変動性再エネ（VRE: Variable Renewable Energy）を受け入れることを可能とし、再エネに対する投資を継続させていくために必要である。IEA（2014）は、「現在の電力システムの柔軟性の水準を仮定すると、技術的観点から年間発電電力量にお

ける 25%~40%の VRE シェアを達成できることが示された」としており、短期的あるいは 2030 年までの中期においては電力系統の設備そのものが柔軟性に関するボトルネックとなるとは考えにくい。政府が掲げる 2030 年の電源構成では発電電力量に占める VRE のシェアは約 10%に過ぎないためである。費用効率的に再エネを電力系統に受け入れていく観点からも、既存の設備を最大限に活用して再エネの導入を進めることを可能にする制度を検討する必要がある。

再エネの導入と電力系統に関する課題として、再エネが系統運用において最も優先されるべき電源として位置づけられておらず、接続が認められる場合でも高額の系統増強費用を再エネ事業者が負担することが前提となっていることについては 1.3 ですでに指摘した。こうした課題が生じる主な要因は、日本において発電事業者と送配電事業者とを切り分ける発送電分離が未実施で、いずれも旧一般電気事業者が担っていることである。高橋(2015)が指摘するように、火力発電や原子力発電を主要な電源とする旧一般電気事業者には、発電事業において競合他社となる再エネ事業者に対して電力系統を開放しないでおこうとするインセンティブがある。従って発電事業者と送配電事業者を分離し、互いに利益誘導することのないようにしなくてはならない。日本では 2020 年に発電事業者と送配電事業者の分離することが予定されているが、その詳細な要件についてはなお未定である。利益誘導を防止する観点からは、発電事業者と送配電事業者との資本関係を断ち、送配電事業者の独立性を高める所有権分離が望ましいが、これには旧一般電気事業者側からの反発も予想される。すでに 2020 年の発送電分離は送配電部門を子会社化する法的分離とすることが決まっているが、これに際して新たに生まれる送配電事業者の独立性に配慮した分離のあり方が求められる。

発送電分離が実施される前の段階では、電力系統全体の需給調整を旧一般電気事業者が担ってきた。旧一般電気事業者は電力系統における発電設備と送配電設備のほとんどを管理しており、これらを一括して運用することで安定供給を維持してきた。発送電分離後は送配電事業者が安定供給に責任を持つこととなるが、送配電事業者に発電設備を運用する権限はなく、発電事業者と需要家を代表する小売事業者、大口の需要家などが取引を行う電力市場を通じて安定供給が図られることとなる。すでに欧州では各国で電力の市場化が進展しており、互いに電力系統が接続されている国々で市場統合が実施されている。市場統合に参加している国や地域では、翌日を 1 時間単位に切り分け、市場に参加する発電事業者や小売事業者、大口需要家がそれぞれ買いの量と価格ないし売りの量と価格を中央ヨーロッパ時間で実需給の前日正午までに入札する。正午に入札は締め切れ、全ての市場参加者の入札と、国や地域といったエリア間の送電線容量に基づいて、社会厚生が最大となるよう各国・各地域の電力価格と取引量、そして送電線の使用量を一斉に決定する。前日市場での取引が確定してからは各地域の市場で当日市場が開場し、前日市場での取引による余剰や不足を解消するための取引が続けられる。当日市場での取引制度は欧州全体で統一されておらず、2017 年末現在は市場ごとに個別に行われている。各市場で当日市場

での取引が締め切られるタイミングや、取引単位に違いはあるが、ザラ場での取引である点は共通している。なお欧州の当日市場も前日市場と同様に欧州全体で統合しようという動きが進められており、2018年第1四半期中の運用開始が見込まれている（ノルド・プールに対するヒアリング調査, 2017年11月）。

電力市場は電力システムの柔軟性を引き出す上でも重要な役割を果たす。市場参加者は市場が発する価格シグナルを受けて行動する。需給が逼迫すれば電力市場での価格は高騰し、発電事業者は売電量を増やすインセンティブを持つ一方、小売事業者は買電量を抑制するインセンティブを持つ。すなわち、全ての市場参加者が自らの利益を最大化しようと行動することで、電力システムの需給調整が図られるのである。

5.3.2. 分散型エネルギー資源普及に伴うデス・スパイラルへの対応¹⁰

日本では送配電事業者による事実上の系統接続拒否が行われており、継続的な再エネ導入に向けて制度的に解決が必要な課題となっている。送配電事業者がこのような対応をとる背景には、再エネを不安定で制御不可能な、安定供給に害をなすものとする考え方があられる。しかし再エネを始めとする分散型エネルギー資源(DER: Distributed Energy Resources)が普及することで、送配電事業者の収益が減少しコストが上昇する可能性があることも影響していると考えられる（なお DER には再エネのようにエネルギーを生産するものだけでなく、蓄電池のようにエネルギーの貯蔵と放出ができる設備や、省エネへの投資のようにエネルギーの消費を抑制するものも含まれる）。送配電事業者は発送電分離後の電力システムにおいて安定供給に責任を持つ重要な主体であり、送配電事業者が自立的な経営を維持することは実効性のある発送電分離を実現する上で重要である。なぜならば、特に法的分離の段階において送配電事業者が自立的な経営を実施できなければ、同じグループの発電事業者に対して利益誘導を行うインセンティブが強まると考えられるためである。

従来型のエネルギーシステムにおける送配電事業者のビジネスモデルは、送配電網の維持・管理や運用を行い、その対価としてネットワークの使用料金（託送料金）を徴収するというものであった。託送料金は最終的に電力を利用した消費者の消費電力量、すなわち kWh に応じて課金されることが一般的である。なお、ここで言う消費者の消費電力量とは、配電網を通じて消費者が購入した電力量のことを指す。料金については、契約電力、すなわち kW に応じた基本料金が設定されていることもあるが、現在の料金体系では基本料金が託送料金に占める割合は kWh に応じた従量料金と比べると小さい。

DER の特徴は、これまでエネルギーを一方的に購入するだけだった消費者の側でエネルギーの生産・供給が行われることである。FIT 制度による補助をうける再エネ事業は必ず電力システムを介して消費者に届けられることとなるが、電力の地産地消を目的として FIT 電源を相対で調達することが日本では認められている。こうした場合には託送料金を割り引く

¹⁰ 本節は小川（2017）もとにしている。

(近接割引) よう求める意見もある。これが実現すれば、再エネが普及すると同時に送配電事業者の収益が減少するという現象が生じる可能性がある。

このように再エネを始めとする DER の普及は送配電事業者の収入を減じる可能性が高い。しかし DER を導入した消費者も完全に送配電網から離脱するわけではなく、余剰電力を小売事業者へ販売したり不足する電力を購入したりするために送配電網との接続を維持する。そのため送配電網の維持に必要なコストは DER の導入前と変わらず必要となる。収入が減少する一方で、コストが変化しなければ経営状態は悪化する。

DER の普及は送配電網の維持・管理にかかるコストにどのような影響を与えるだろうか。一口に DER と言っても様々な種別の設備が存在し、一概に論じることは難しい。DER の中でも最も広く普及が進んでいる太陽光発電を例にとって考えてみよう。著者らが現地で行ったヒアリング調査によれば、米国では一般家庭などの小規模需要者が設置する太陽光発電設備は電力会社が設置するメーターよりも消費者側に設置されることが基本である(ビハインド・ザ・メーター)。この場合、太陽光発電で発電された電力が全て需要家側で消費されれば、送配電網の側では供給する電力量を調整するだけで対応できる。電力の流れる方向は従来通り、送配電網側から需要家側への一方通行となる。しかし需要家側で発電された電力が全て需要家側で消費されず余剰分が発生すると、電力の流れる方向は逆転し、需要家側から送配電網へと流されることになる。これまでの電力システムでは大規模電源から末端の需要家まで、電力を一方通行で供給することが想定されており、需要家側からの電力供給に対応するためには変電所などの設備更新が必要となることが考えられる。すなわち DER の普及拡大によってネットワーク整備の必要性も拡大し、投資費用の増加につながるのである。

以上を整理すると、DER の拡大は送配電会社に対し、託送料金収入の減少と投資費用の増加という 2 つの面から経営状態を悪化させる圧力を持つということになる。制度面で大きな変更が無ければ送配電事業者側は託送料金を引き上げることによって対応するほかない。そして従量料金の比重が大きな料金体系では、この使用料引き上げは特に DER を持たない消費者に対して負担増をもたらす。するとそれまで DER を所有していなかった消費者も、DER に投資し、高くなった電気料金の支払いを回避しようとするだろう。こうしてますます DER の拡大が加速し、更に送配電会社の経営状態を圧迫し、それが DER を所有していない消費者への負担転嫁につながる、という循環が成立する。このことを「デス・スパイラル」と呼ぶ。

DER の普及拡大によって今後生じると予期されるデス・スパイラルに対し、対応策は 2 つのパターンに大別できる。配電網利用料収入の減少を補う新たな収益源を生み出すか、料金体系の見直しによって販売電力量が減少しても収入の減少が急激に進まないようにする方向性がその 1 つである。一方で DER の導入箇所をネットワークの側から見て最適な地点へと誘導することにより投資費用を抑えるという方向性も考えられる。

デス・スパイラルは大規模電源から需要家へ一方通行で電力を届けるという、伝統的な

電力システムを想定した制度のもとで、送配電事業者自らも変化することなくビジネスを続ける場合に生じる課題である。その直接の原因は DER の拡大にあるが、持続可能な社会への転換に向けて再エネを中心とする DER の導入をより一層進めるためには、送配電事業者のビジネスモデルも転換していく必要があるだろう。

5.4. 地域主体による再エネ事業への参入を促す社会制度

5.4.1. 地域における再エネ産業の育成

日本において FIT 制度が施行されてからすでに 5 年あまりが経過しているが、地域主導の再エネ事業が全国的な広がりを見せているとは言えない。

すでに個別事例として地域主体が主導して再エネ事業に取り組んでいるケースは見られるものの、全国的には地域主導の再エネ事業が広がっていると言えない理由の第 1 に地域におけるノウハウの欠如が挙げられる。再エネは産業としても比較的新しい分野であり、また地域主体がこれまで実施することが難しかった電力供給に関わる事業であることから、地域主体が取り組みに際して必要となるノウハウを初めから有していないことは当然の帰結とも言える。ここで言うノウハウには、再エネ電源の整備に関わる技術的なノウハウだけでなく、FIT 制度の認定を受けるための申請や系統接続のための送配電事業者との交渉、事業に必要な資金調達も含まれる。こうしたノウハウの欠如を補うために、地域に根ざした主体が自ら学び、行動することが必要不可欠であることは言うまでもない。政府も地域主体によるノウハウの取得や、地域主体へのノウハウの移転に役立つ制度的な支援を実施している（資源エネルギー庁, 2017c）。地域主体がこうした制度も活用しながら、ノウハウを有している主体とのネットワークを構築していくことが、地域主体による事業形成において有効となりうる。しかしこうした施策だけでは十分に地域主体による再エネ事業が広がってきていない。そのため地域外の主体が再エネ事業を行う際にも地域主体を積極的に巻き込んでいくような制度設計も求められる。デンマークで実施されていた、再エネ事業の実施に際して立地地域の住民に一定の所有権を持つ機会を与えなくてはならない、という規制は再エネ事業に地域主体を取り込む制度設計の好例と言える。こうした先例も参照しながら、初期の段階では地域主体による事業か地域外主体による事業かの二分法ではなく、地域主体と地域外の主体が共同で再エネ事業に取り組むよう誘導するような制度設計を行っていくことが望ましいと考えられる。

5.4.2. 支援政策のあり方：FIT 制度と電源三法交付金との比較

FIT 制度のような支援政策によって地域が主導する再エネ事業を支援することは、再エネのポテンシャルが相対的に小さな大都市から地方へ、補助金を与えるものだと捉えうる。地域活性化を名目として国庫から移転された交付金を利用して地方に整備された施設の中には、建設時には一時的に地域経済を潤す効果を発揮したものの、完成後は維持管理のために多額の費用を要するばかりで地域に付加価値を供給していないものも多く見られる。

国庫からの補助金を利用した地域整備は、原子力発電の立地地域に対して支払われる電源三法交付金についても顕著に見られる。電源三法交付金による地域整備はその地域の付加価値創造につながらないだけでなく、その他にも重大な問題ないし欠陥が存在する。清水（2012）によれば、その問題とはまず第1に「労働の生産物でなく本来売買されるべきものでもない環境が取引の対象となっていること」、第2に「取引市場の当事者は決して互いに対等な関係」にはなく「一方が他方に依存する関係が生じる構造になっている」こと、第3に「農村の『環境』を購入する金を負担しているのは電力消費者であるのに、かれらにその自覚が全然ないこと」である。

地域主導の再エネ事業に対して支援政策を通じて補助を与えることは、通常の補助金による地域整備や原子力発電に関する電源三法交付金を利用した地域整備とどのように異なっているだろうか。通常の補助金との違いとしては、まず再エネ事業が生産するものが電力という必需財である点である。補助金を活用した地域整備によって生産されるようになるものは、特産物や観光サービスなどの嗜好品となりがちで、投資に見合った収益を得られるかどうかについては不確実性がつきまとう。一方でFIT制度に基づく再エネ事業では、生産する電力について一定期間に渡り一定の価格で買い取りが行われることが担保されており、比較的確度の高い収益を見込むことができる。また生産される財そのものの性質について見ても、再エネによる、温室効果ガス排出を伴わない電力は社会的な価値が高い。

電源三法交付金との比較では、原子力発電も地域主導の再エネ事業も立地地域の環境を利用しており、かつ都市から地方に補助金を与えるものと捉えうる点では共通しているものの、その立地地域の環境の利用形態は大きく異なる。原子力発電については、都市に拠点を置く大資本が立地地域の環境を利用するため、収益は主に地域外の主体に帰属するにも関わらず、稼働中及び事故時のリスクなどの負の影響が立地地域に押しつけられる構造となっている。しかし地域主導の再エネ事業は立地地域の環境を、立地地域の住民が活用して事業を営むものであり、事業による収益も地域に帰属する。この場合には環境が地域外の主体との取引対象となっていない。また事故時のリスクも原子力発電と比較して小さく、設備の整備において適切に配慮すれば環境への影響も抑えることが可能である。また地域主導の再エネ事業においては、地域外の主体に依存するような一方的な関係は生じえない。事業主体はあくまでも地域に存在するものであり、事業による経済的なメリットを享受するために自らが行動することが求められるからである。そして電源三法交付金で指摘された、電力消費者に補助を与えているという自覚がない、という点もFIT制度に対しては当てはまらない。なぜならば、FIT制度に必要な賦課金については電力消費者に対して発行される請求書にその金額が明記されているからである。

以上のようにFIT制度に基づく地域主導の再エネ事業は通常の補助金や電源三法交付金による地域整備とは全く異なるものであり、地方経済の活性化にとって有用なものと言える。第4章の分析によって明らかになったように、再エネ事業を地域主体が自ら実施することによって再エネ事業が生み出す付加価値を地域に帰属する価値として実現できるので

ある。

第 6 章 結論

持続可能な社会への転換に向けて、これまでの化石燃料中心のエネルギーシステムから、「人類が利用可能な量が無限であること」と「温室効果ガスを排出しないこと」を兼ね備えたエネルギー源を中心としたエネルギーシステムへの転換が求められている。再エネはこれらの条件に近いエネルギー源であり、その普及拡大が世界的な潮流となっている。しかし日本では依然として再エネ中心のエネルギーシステムへの転換は進んでいない。その背景には、再エネを導入することで経済に負の影響が及ぶという複数の定量的な分析に裏付けられた見方がある。他方、学術的には再エネの導入による国単位、あるいは地域単位での経済的な影響に関する研究が蓄積されてきたが、その両者を同時に議論するような研究は少なかった。そこで本研究では、再エネの導入が国単位の経済に与える影響と、地域単位の経済に与える影響をそれぞれ定量的に評価し、これらの分析を基に国単位の経済・地域単位の経済とも再エネの導入による正の経済効果を楽しむための条件やそのための制度について明らかにした。

本研究は、まず第 1 章で再エネへのエネルギー転換が求められる背景と、それに向けた国際的な政策潮流、日本国内の現状について概観し、続く第 2 章でこれまでのエネルギーシステムの構造変化とエネルギー一般並びに再エネが経済に与える影響に関する先行研究をまとめ、考察を加えた。第 3 章ではマクロ計量モデル E3ME-Asia 及び電源部門に関する技術遷移モデル FTT: Power モデルを用いて日本におけるエネルギー転換が持つ経済的な影響を定量的に評価した。第 4 章ではバリュー・チェーン理論に基づく再エネの地域付加価値創造分析を通じて、地域で実施される再エネ事業が立地地域の経済にどのような影響を与えるか、どのような要素が影響を考慮するにあたって重要なものを定量的に分析した。そして第 5 章でこれらの国単位の経済・地域単位の経済とも再エネの導入による正の経済効果を楽しむための条件を確認し、その条件を実現するための制度的な要件についての検討を行った。本研究を通じて明らかにした、国単位の経済・地域単位の経済とも再エネの導入による正の経済効果を楽しむための条件は「再エネ導入のコストを低減させること」「再エネへの投資を継続するため、システムの柔軟性を向上させること」「地域主体による再エネ事業への参入を促す社会制度を構築すること」の 3 点である。そしてこれらの条件を実現するための制度的要件として「政府が真に野心的な再エネ導入目標を掲げること」「発送電分離を通じて送配電事業者を発電事業から独立した中立的なものとする」「地域における再エネ産業の育成」が必要であることを論じた。

地球環境の保全と人間社会の持続可能な発展とを両立させることが地球環境学の指向するところであり、本研究は再エネを中心とするエネルギーシステムへの転換による CO₂ の削減と、国・地域それぞれの単位での社会に対する経済効果とを両立させる方策を明らかにしたことで、地球環境学の発展に貢献するものである。今後の課題としては主に以下の 2 点が挙げられる。第一に、日本においても 2020 年以降に実施される発送電分離や、現在検討が進められている「日本版コネクト・アンド・マネージ」の進展により、徐々に系統制

約が緩和されるシナリオについての検討や、より費用が低減している現在の再エネのコストに基づいたマクロ経済分析、第二に地熱エネルギーの活用や省エネ改修といった他の地域エネルギー事業が地域にもたらす経済効果の分析である。

参考文献

- 朝野賢司（2014）我が国の固定価格買取制度に関する費用負担見通しとその抑制策の検討. 電力中央研究所報告,
<http://criepi.denken.or.jp/jp/kenkikaku/report/detail/Y13031.html> (Accessed 2017.12.11)
- 石川良文, 中村良平, 松本明（2012）東北地域における再生可能エネルギー導入の経済効果：地域間産業連関表による太陽光発電・風力発電導入の分析. RIETI Policy Discussion Paper Series 12-P-014
- 石倉研（2013）ドイツにおける再生可能エネルギー買取の制度と価格の変遷に関する考察. 一橋経済学, <http://doi.org/10.15057/25803> (Accessed 2017.12.11)
- 植田和弘監修, 大島堅一, 高橋洋編著（2016）地域分散型エネルギーシステム. 日本評論社
- エネルギー・環境会議（2012）エネルギー・環境に関する選択肢.
<http://www.cas.go.jp/jp/seisaku/npu/policy09/archive01.html> (Accessed 2017.9.02)
- エネルギー・環境会議 コスト等検証委員会（2011）コスト等検証委員会報告書.
<http://www.cas.go.jp/jp/seisaku/npu/policy09/pdf/20111221/hokoku.pdf> (Accessed 2016.11.30)
- 小川祐貴（2017）ニューヨーク州及びカリフォルニア州における配電会社のビジネスモデル（第5章）, 山家公雄 編（2017）米国の電力革命. エネルギーフォーラム
- 小川祐貴, ラウパツハ・スミヤ ヨーク（2017）地方自治体におけるバイオマス CHP 事業と地域熱供給の地域付加分析による評価. 環境経済・政策学会 2017 年大会 企画セッション「シュタットベルケの経済波及効果」口頭報告
- 小川祐貴, ラウパツハ・スミヤ ヨーク（2018）再生可能エネルギーが地域にもたらす経済効果 ～産業連鎖分析を適用したケーススタディ～. 環境科学会誌, 31-1
- 環境省（2013）平成 24 年度 再生可能エネルギーに関するゾーニング基礎情報整備報告書. <http://www.env.go.jp/earth/report/h25-03/index.html> (Accessed 2017.12.11)
- 気候ネットワーク（2017）市民・地域共同発電所全国調査報告書 2016.
<http://www.kiconet.org/wp/wp-content/uploads/2017/05/ccrep-report2016.pdf>
(Accessed 2017.12.31)
- 経済産業省（2015）長期エネルギー需給見通し.
<http://www.meti.go.jp/press/2015/07/20150716004/20150716004.html> (Accessed 2017.11.19)
- 経済産業省（2017）固定価格買取制度 情報公開用ウェブサイト.
http://www.enecho.meti.go.jp/category/saving_and_new/saiene/statistics/index.html
(Accessed 2017.12.11)
- 国立環境研究所 地球環境研究センター（2014）地球温暖化の事典. 丸善出版

財務総合政策研究所, 法人企業統計調査.

<http://www.mof.go.jp/pri/reference/ssc/results/index.htm#01> (Accessed 2017.8.24)

櫻井あかね (2015) 再生可能エネルギーの固定価格買取制度導入後の日本における地域エネルギー利用の課題—大規模風力発電所とメガソーラーの「所有性」に着目して—. 龍谷政策学論集, 4-2, 171-184

資源エネルギー庁 (2015) 発電設備の設置に伴う電力システムの増強及び事業者の費用負担等の在り方に関する指針.

http://www.enecho.meti.go.jp/category/electricity_and_gas/electric/summary/regulations/pdf/h27hiyoufutangl.pdf (Accessed 2017.12.31)

資源エネルギー庁 (2017a) 電力調査統計.

http://www.enecho.meti.go.jp/statistics/electric_power/ep002/ (Accessed 2017.12.31)

資源エネルギー庁 (2017b) 固定価格買取制度 買取価格・期間等.

http://www.enecho.meti.go.jp/category/saving_and_new/saiene/kaitori/fit_kakaku.html (Accessed 2017.11.19)

資源エネルギー庁 (2017c) 再エネコンシェルジュ. <http://renewable-energy-concierge.jp/> (Accessed 2017.12.31)

自然エネルギー財団 (2014) 「原発停止による 3.6 兆円の国富流出」試算の検証.

http://www.renewable-ei.org/activities/reports_20140313_01.php (Accessed 2017.11.19)

自然エネルギー財団 (2017) 日本の風力発電コストに関する研究.

<https://www.renewable-ei.org/activities/reports/20170614.html> (Accessed 2017.12.31)

清水修二 (2012) 原発とは結局なんだったのか いま福島で生きる意味. 東京新聞

太陽光発電競争力強化研究会 (2016) 太陽光発電競争力強化研究会報告書.

http://www.meti.go.jp/committee/kenkyukai/energy_environment/taiyoukou/pdf/report_01_01.pdf (Accessed 2017.12.12)

高橋洋 (2015) 電力システム改革の位置づけ—規制改革と環境政策の融合. 新澤秀則, 森俊介 編 (2015) エネルギー転換をどう進めるか, 岩波書店

調達価格等算定委員会 (2012) 平成 24 年度調達価格及び調達期間に関する意見.

http://www.meti.go.jp/committee/chotatsu_kakaku/pdf/report_001_01_00.pdf (Accessed 2017.12.31)

低炭素投資促進機構 (2017) 第 1 回入札 (平成 29 年度) の結果について.

<https://nyusatsu.teitanso.or.jp/servlet/servlet.FileDownload?file=00P7F000000sf3T> (Accessed 2017.12.31)

電力広域的運営推進機関 (2017a) 送配電等業務指針.

<https://www.occto.or.jp/article/files/shishin170401.pdf> (Accessed 2017.12.11)

電力広域的運営推進機関 (2017b) 系統情報サービス.

- http://occtonet.occto.or.jp/public/dfw/RP11/OCCTO/SD/LOGIN_login (Accessed 2017.12.11)
- 諸富徹 編著 (2015a) 電力システム改革と再生可能エネルギー. 日本評論社
- 諸富徹 編著 (2015b) 再生可能エネルギーと地域再生. 日本評論社
- 稗貫峻一, 本藤祐樹 (2017) エネルギー技術の地域別社会経済効果の分析における全国／地域産業連関表の利用. 日本エネルギー学会誌, 96 巻, 6 号
- 風力発電競争力強化研究会 (2016) 風力発電競争力強化研究会報告書.
http://www.meti.go.jp/committee/kenkyukai/energy_environment/furyoku/pdf/report_01_01.pdf (Accessed 2017.12.12)
- 中村良平 (2015) 再生可能エネルギーと地域経済. 新沢秀則, 森俊介編 (2015) エネルギー転換をどう進めるか. 岩波書店, 77-98
- 中山琢夫, ラウパツハ・スミヤ ヨーク, 諸富徹 (2016) 日本における再生可能エネルギーの地域付加価値創造－日本版地域付加価値創造分析モデルの紹介、検証、その適用－. サステナビリティ研究, 第 6 号, 101-115
- 日本原子力協会 (2014) 原子力発電所 (施設稼働状況).
<http://www.gengikyo.jp/facility/powerplant.html> (accessed June 12, 2014)
- 安田陽 (2016) 再生可能エネルギー普及と電力システムの技術的課題. 植田和弘監修, 大島堅一, 高橋洋 編著 (2016) 地域分散型エネルギーシステム. 日本評論社, 115-146
- 安田陽 (2017) 再生可能エネルギーのメンテナンスとリスクマネジメント. インプレス R&D
- 山家公雄 (2015) ドイツエネルギー変革の真実. エネルギーフォーラム
ラウパツハ スミヤ ヨーク, 中山琢夫, 諸富徹 (2015) 再生可能エネルギーが日本の地域にもたらす経済効果－電源毎の産業連鎖分析を用いた試算モデル－. 諸富徹 編著 (2015) 再生可能エネルギーと地域再生. 日本評論社, 125-146
- Agora Energiewende and DTU Management Engineering (2015) A Snapshot of the Danish Energy Transition.
https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2015/integration-variabler-er-neuerbarer-energien-daenemark/Agora_Snapshot_of_the_Danish_Energy_Transition_WEB.pdf (Accessed 2017.12.10)
- Bhattacharya, M., Paramati, S. R., Ozturk, I., Bhattacharya, S. (2016) The effect of renewable energy consumption on economic growth: Evidence from top 38 countries. Applied Energy, 162, 733-741
- Blazejczak, J., Braun, F. G., Edler, D., Shill, W-P. (2014) Economic effects of renewable energy expansion: A model-based analysis for Germany, Renewable and Sustainable Energy Reviews. 40, 1070-1080
- BMWJ (2017) Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien Erneuerbare-Energien

- Gesetz - EEG 2017).
https://www.gesetze-im-internet.de/eeg_2014/BJNR106610014.html (Accessed 2017.12.31)
- BMWi (2017) Gesamtausgabe der Energiedaten – Datensammlung des BMWi.
<https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/energiedaten-gesamtausgabe.html> (Accessed 2017.9.02)
- California Legislative Information (2015) SB-350 Clean Energy and Pollution Reduction Act of 2015.
http://leginfo.legislature.ca.gov/faces/billNavClient.xhtml?bill_id=201520160SB350 (Accessed 2017.12.11)
- Cambridge Economics (2014) E3ME Technical Manual, Version 6.0.
<https://www.camecon.com/how/e3me-model/> (Accessed 2017.9.02)
- Cambridge Economics (2015) Modelling Energy, the Environment and the Economy. presentation at Cambridge Econometrics Training Course
- Christensen, L. R., Greene, W. H., (1976) Economies of Scale in U.S. Electric Power Generation. *Journal of Political Economy*, 84, 4, 655-676
- Duscha, V., Ragwitz, M., Breitschopf, B., Schade, W., Walz, R., Pfaff, M., Visser, E., Resch, G., Nathani, C., Zagamé, P., Fougeyrollas, A., Boitier, B., (2014) Employment and growth effects of sustainable energies in the European Union.
https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/EmployRES-II%20final%20report_0.pdf (Accessed 2017.9.02)
- Edenhofer O., Hirth, L., Knopf, B., Pahle, M., Schlömer, S., Schmid, E., Ueckerdt, F. (2013) On the economics of renewable energy sources. *Energy Economics*, 40, S12-S23
- Engle, R. F., Granger, C. W. J., (1987) Co-Integration and Error Correction: Representation, Estimation, and Testing. *Econometrica*, 55, 2, 251-276
- EU Commission (2014) COMMUNICATION FROM THE COMMISSION TO THE EUROPEAN PARLIAMENT, THE COUNCIL, THE EUROPEAN ECONOMIC AND SOCIAL COMMITTEE AND THE COMMITTEE OF THE REGIONS A policy framework for climate and energy in the period from 2020 to 2030 /* COM/2014/015 final */.
<http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/HTML/?uri=CELEX:52014DC0015&from=EN> (Accessed 2017.9.02)
- EU Commission (2017) Proposal for a DIRECTIVE OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL on the promotion of the use of energy from renewable sources (recast).
<http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/HTML/?uri=CELEX:52016PC0767>

- R(01)&from=EN (Accessed 2017.12.11)
- Fronzel, M., Ritter, N., Schmidt, C. M., Vance, C. (2010) Economic impacts from the promotion of renewable energy technologies: The German experience. *Energy Policy*, 38, 4048-4056
- Heinbach K., A. Aretz, B. Hirschl, A. Prahel and S. Salecki (2014) Renewable energies and their impact on local value added and employment. *Energy, Sustainability and Society*, 2014 4, 1
- International Atomic Energy Agency (IAEA) (2014). PRIS country statistics.
<http://www.iaea.org/PRIS/CountryStatistics/CountryStatisticsLandingPage.aspx>
 (Accessed 2014.6.28)
- IEA (2014a) Electricity Information (2014 Edition). IEA
- IEA (2014b) Energy Balances of OECD/Non-OECD countries. IEA
- IEA (2014c) The Power of Transformation. IEA, NEDO 訳,
http://www.nedo.go.jp/library/denryoku_henkaku.html (Accessed 2017.12.31)
- IEA (2016) Energy Policies of IEA Countries - Japan 2016 Review.
<https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/energy-policies-of-iea-countries---japan-2016-review.html> (Accessed 2017.7.19)
- IPCC (2011) Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation. <http://www.ipcc.ch/report/srren/> (Accessed 2017.7.19)
- IPCC (2013) Climate Change 2013 The Physical Science Basis Working Group I Contribution to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change. Cambridge University Press
- Lesser, J. A. (2010) Renewable Energy and the Fallacy of 'Green' Jobs. *The Electricity Journal*, 23, 7, 45-53
- Meadows, H. Donella, Meadows, L. Dennis, Randers, Jøgen, Behrens III, W. William (1972) *The Limits to Growth*. Universe Books
- Mercure, J.-F. (2012) FTT:Power : A global model of the power sector with induced technological change and natural resource depletion. *Energy Policy*, 48, 799-811
- Mercure, J.-F., and Salas, P. (2013) On the global economic potentials and marginal costs of non-renewable resources and the price of energy commodities. *Energy Policy*, 63, 469–483
- Mercure, J.-F., Salas, P., Foley, A., Chewpreecha, U., Pollitt, H., Holden, P. B., and Edwards, N. R. (2014) The dynamics of technology diffusion and the impacts of climate policy instruments in the decarbonisation of the global electricity sector. *Energy Policy*, 73, 686-700
- Musall F. D. and O. Kuik (2011) Local acceptance of renewable energy – A case study

- from southeast Germany. *Energy Policy*, 39, 3252-3260
- NEA & OECD (2014) Uranium 2016: Resources, Production and Demand. <https://www.oecd-nea.org/ndd/pubs/2016/7301-uranium-2016.pdf> (Accessed 2017.12.11)
- New York State Energy Planning Board (2015) The Energy to Lead – 2015 New York State Energy Plan. <https://energyplan.ny.gov/Plans/2015.aspx> (Accessed 2017.12.11)
- Ogawa, Y., Mercure J-F., Lee, S., Pollitt, H. (2015a) Modelling the power sectors in East Asia – The choice of power sources (Chapter 3). Lee, S., Pollitt, H., Park, S-J., (Eds.) (2015) *Low-carbon, Sustainable Future in East Asia: Improving energy systems, taxation and policy cooperation*, Routledge
- Ogawa, Y., Mercure J-F., Lee, S., Pollitt, H. (2015b) Modelling the power sector in East Asia – Economic and environmental impacts of the choices of power sources (Chapter 4). Lee, S., Pollitt, H., Park, S-J., (Eds.) (2015) *Low-carbon, Sustainable Future in East Asia: Improving energy systems, taxation and policy cooperation*, Routledge
- Pollitt, H., Park, S-J., Lee, S., Ueta, K. (2014) An economic and environmental assessment of future electricity generation mixes in Japan - an assessment using the E3MG macro-econometric model. *Energy Policy*, 67, 243-254
- Pollitt, H. Lee, S., Park, S-J. (2015) Introduction to the modelling in this book (Chapter 2), in Lee, S., Pollitt, H., Park, S-J., (Eds.), 2015, *Low-carbon, Sustainable Future in East Asia: Improving energy systems, taxation and policy cooperation*, Routledge, 29-41
- Porter M. E. (1985) *The Competitive Advantage: Creating and Sustaining Superior Performance*. Free Press, 557pp
- RAP (2015) Report on the German power system. Version 1.0. https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/downloads/publikationen/CountryProfiles/Agora_CP_Germany_web.pdf (Accessed 2017.12.10)
- Raupach S. J. (2014) Measuring Regional Economic Value-Added of Renewable Energy: The Case of Germany. *社会システム研究*, 29, 1-31
- REN21 (2017) *Renewables Global Futures Report: Great debates towards 100% renewable energy*. <http://www.ren21.net/future-of-renewables/global-futures-report/> (Accessed 2017.11.24)
- RES LEGAL Europe (2017) Germany > Sector RES-E > Grid access > Grid development. <http://www.res-legal.eu/search-by-country/germany/single/s/res-e/t/gridaccess/aid/grid-development-1/lastp/135/> (Accessed 2017.12.31)
- Rio, P., Burguillos, M. (2008) Assessing the impact of renewable energy deployment on local sustainability: Towards a theoretical framework. *Renewable & sustainable energy reviews*. 12, 1325-1344

- Shafiee, S., Topal, E., (2009) When will fossil fuel reserves be diminished?. *Energy Policy*, 37, 181-189
- Smil, Vaclav (2010) *Energy Transitions: History, Requirements, Prospects*. Santa Barbara: Praeger
- Sharma, S. S. (2010) The relationship between energy and economic growth: Empirical evidence from 66 countries. *Applied Energy*, 87, 3565-3574
- United Nations (2015) Paris Agreement.
http://unfccc.int/paris_agreement/items/9485.php (Accessed 2017.7.19)

謝辞

本論文は著者が京都大学大学院・地球環境学舎・博士前期課程（環境マネジメント専攻）並びに博士後期課程（地球環境学専攻）に在籍中の研究成果をまとめたものです。京都大学大学院・地球環境学舎・地球益経済論分野・准教授の森晶寿先生には、指導教官として著者に研究の機会を与えて頂いたとともに、研究の遂行にあたって常に温かいご指導を頂きました。ここに深く感謝致します。博士後期課程在学中に就職してからは特に、研究室外の研究会にばかり参加していて研究室ゼミにあまり貢献できなかったにも関わらず、研究室にお伺いしたりゼミに参加したりする際はいつも温かく迎え入れて下さり、大変感謝しております。

京都大学大学院・地球環境学舎・地球環境政策論分野・教授の宇佐美誠先生には、本学位論文の副査としてご指導頂きました。大変感謝しております。

著者がエネルギーの課題に関心を持つようになったきっかけは、京都大学・経済学部・教授(当時)の植田和弘先生のゼミに在籍していた2011年の東日本大震災でした。その後、いったんは一般企業に就職したものの、持続可能な社会に向けたエネルギーシステムの転換に対する関心がやまず、学術の世界に戻ろうとした時に森先生を紹介して下さいました。植田先生には大学院入学後も私の研究の基となる数多くのご縁をつないで頂きました。つないで頂いた方があまりにも数多く、全ての方のお名前をここで挙げる事ができないほどです。

植田先生につないで頂いたご縁の1つが、名城大学・経済学部・産業社会学科・教授の李秀澈先生でした。李先生には、本研究の第3章で用いたE3MEモデルを開発、運用している英国のシンクタンクCambridge Econometricsで5カ月に渡るインターンシップをさせて頂くという大変貴重な機会を頂き、その後も研究について数多くのご指導、ご助言を頂きました。ここに深く感謝致します。またインターンシップでお世話になったCambridge EconometricsのHector Pollitt氏を始めとするスタッフの皆様、FTT: Powerモデルの開発者であるJean-François Mercure博士にも大変感謝しております。インターンシップの最終日に、スタッフの皆様で送別の会を開いて下さり、素敵な贈り物まで頂いたことは、私の一生の思い出です。

第4章での再エネの地域付加価値創造分析に私が取り組むきっかけを下されたのは、李先生の研究プロジェクトで一緒した関西学院大学・総合政策学部・総合政策学科・教授の朴勝俊先生でした。朴先生にはE3MEモデルを活用した研究プロジェクトでご指導、ご助言を頂いただけでなく、立命館大学・経営学部・国際経営学科・教授のラウパッハ＝スミヤ ヨーク先生との縁をつないで頂きましたことにも大変感謝しております。ラウパッハ先生には、ドイツで地域付加価値創造分析を行っている研究機関IfaSにて、第4章における分析の基となったモデルを学ぶ機会を与えて頂き、その後も研究について数多くのご指導、ご助言を頂きました。ここに深く感謝致します。

龍谷大学・政策学部・教授の大島堅一先生や、京都大学大学院・経済学研究科・特任教

授の安田陽先生、都留文科大学・教養学部・社会学科の高橋洋先生など大島先生を中心とする研究グループの皆様も、大学院入学当初に植田先生にご縁をつないで頂き、研究会で交わされるエネルギー転換にまつわる最先端の議論に大いに学ばせて頂きました。大島先生には2度に渡り、シンポジウムの運営を任せて頂き貴重な経験をさせて頂いたこともありました。大島先生を始め研究会の皆様にも大変感謝しております。

植田先生の尽力で2014年に実現した京都大学大学院・経済学研究科・再生可能エネルギー経済学講座の皆様にも大変お世話になりました。再生可能エネルギー経済学講座で開催される研究会はいずれも学術面、実務面でエネルギー転換に関わる最前線で活躍されている方ばかりで、どの回にも大きな学びがありました。講師としておいで頂いた皆様、運営に携わったスタッフの皆様にも大変感謝しております。特に京都大学大学院・経済学研究科・再生可能エネルギー経済学講座・特任教授の山家公雄先生には研究会だけでなく、2016年3月の米国、2017年4月の欧州での現地調査にご一緒する機会を頂きました。また米国での現地調査の内容について書籍の中で執筆する機会を頂きました。5.3.2節はその一部を盛り込んだものです。大変感謝しております。

植田先生が定年退職された後、山家先生と共に再生可能エネルギー経済学講座を引っ張ってきた京都大学大学院・経済学研究科・教授の諸富徹先生にも大変お世話になりました。ラウパッハ先生も諸富先生の研究プロジェクトのメンバーであり、日本版地域付加価値創造分析モデルの開発ができたのも諸富先生のご支援、ご指導あつてのことでした。諸富先生にはその後も研究会で幾度となくお世話になっただけでなく、2017年11月からの欧州での現地調査にご一緒する機会を頂きました。大変感謝しております。また京都大学大学院・経済学研究科・再生可能エネルギー経済学講座・特定助教で諸富先生の研究プロジェクトのメンバーでもある中山琢夫先生にも、地域付加価値創造分析モデルに関わる研究や欧州での現地調査でご一緒し、大変お世話になり、とても感謝しております。

博士前期課程在籍中の2014年4月からはインターンとして、博士後期課程在籍中の2016年2月からは正社員として、株式会社 E-konzal に勤めることとなりました。そのきっかけをつくって下さったのは、地球環境学舎の先輩・同期の方々でした。株式会社 E-konzal・代表取締役の榎原友樹氏をはじめスタッフの皆様は、エネルギー転換に関わる実務に携わる貴重な機会を与えて頂くとともに、仲間として迎え入れて下さいました。それだけでなく、博士後期課程の学生としての研究活動にもご理解を頂き、様々にご配慮、ご協力を頂きました。ここに深く感謝致します。

最後に、結婚する前から長らく支えてくれた最愛の妻、茉耶に深く感謝致します。就職難と言われた2012年当時、何とか手に入れた正社員としてのキャリアから学術の世界に戻ることを応援してくれたこと、そしてその後の支えなしに本研究を完成させることは到底できませんでした。本当にありがとう。

付録

E3ME-Asia における分析対象国および地域の一覧

1	Belgium	2	Denmark	3	Germany	4	Greece
5	Spain	6	France	7	Ireland	8	Italy
9	Luxembourg	10	Netherlands	11	Austria	12	Portugal
13	Finland	14	Sweden	15	UK	16	Czech Republic
17	Estonia	18	Cyprus	19	Latvia	20	Lithuania
21	Hungary	22	Malta	23	Poland	24	Slovenia
25	Slovakia	26	Bulgaria	27	Romania	28	Norway
29	Switzerland	30	Iceland	31	Croatia	32	Turkey
33	Macedonia	34	USA	35	Japan	36	Canada
37	Austria	38	New Zealand	39	Russian Federation	40	Rest of Annex I
41	China	42	India	43	Mexico	44	Brazil
45	Argentina	46	Colombia	47	Rest of Latin America	48	Korea
49	Taiwan	50	Indonesia	51	Rest of ASEAN	52	OPEC excl Venezuela
53	Rest of world						

E3ME-Asia における産業分類の一覧

1	Agriculture etc	2	Coal	3	Oil & Gas etc
4	Other Mining	5	Food, Drink & Tobacco	6	Text., Cloth. & Leather
7	Wood & Paper	8	Printing & Publishing	9	Manuf. Fuels
10	Pharmaceuticals	11	Chemicals nes	12	Rubber & Plastics
13	Non-Met. Min. Prods.	14	Basic Metals	15	Metal Goods
16	Mech. Engineering	17	Electronics	18	Elec. Eng. & Instruments
19	Motor Vehicles	20	Other Transportation Equip.	21	Manufacture nes
22	Electricity	23	Gas Supply	24	Water Supply
25	Construction	26	Distribution	27	Retailing
28	Hotels & Catering	29	Land Transport etc	30	Water Transport
31	Air Transport	32	Communications	33	Banking & Finance
34	Insurance	35	Computing Services	36	Prof. Services
37	Other Business Survices	38	Public Admin. & Defense	39	Education
40	Health & Social Work	41	Miscellaneous Services	42	Unallocated & Dwellings
43	Forestry				

E3ME-Asia におけるエネルギー消費部門分類の一覧

1	Agriculture etc	2	Coal	3	Oil & Gas etc
4	Other Mining	5	Food, Drink & Tobacco	6	Text., Cloth. & Leather
7	Wood & Paper	8	Printing & Publishing	9	Manuf. Fuels
10	Pharmaceuticals	11	Chemicals nes	12	Rubber & Plastics
13	Non-Met. Min. Prods.	14	Basic Metals	15	Metal Goods
16	Mech. Engineering	17	Electronics	18	Elec. Eng. & Instruments
19	Motor Vehicles	20	Other Transportation Equip.	21	Manufacture nes
22	Electricity	23	Gas Supply	24	Water Supply

E3ME-Aisa における燃料種の一覧

1	Hard Coal	2	Other Coal etc.	3	Crude Oil etc.
4	Heavy Fuel Oil	5	Middle Distillates	6	Other Gas
7	Natural Gas	8	Electricity	9	Heat
10	Combustible Waste	11	Biofuels	12	Hydrogen

E3ME-Asia における家計消費分類の一覧

1	Food	2	Drink	3	Tobacco
4	Clothing and footwear	5	Gross Rent & Water	6	Electricity
7	Gas	8	Liquid Fuels	9	Solid Fuels
10	Furniture	11	Household Text. etc.	12	Major Appliances
13	Hardware	14	Household Operation	15	Domestic Services
16	Medical Care	17	Cars	18	Petrol
19	Rail Transport	20	Road Transport	21	Air Transport
22	Other Transport	23	Communication	24	Equipment etc.
25	Entertainment etc.	26	Exp Restaurant & Hotel	27	Misc Goods & Services
28	Unallocated				

E3ME の説明変数・被説明変数一覧

(1) エネルギー消費部門別総エネルギー消費

- 総生産
- 燃料種別平均価格比
- エネルギー消費部門別研究開発費
- 全世界における機械産業の研究開発費
- 全世界における交通部門の研究開発費
- エネルギー消費部門別投資額

(2) エネルギー部門・燃料種別エネルギー消費

- エネルギー消費部門別総エネルギー消費
- 価格費
- エネルギー消費部門別投資額
- 全世界における機械産業の研究開発費
- 全世界における交通部門の研究開発費
- エネルギー消費部門別投資額

(3) 家計部門総消費

- 実質可処分所得
- 実質利子率
- 15歳未満人口比率
- 65歳以上人口比率
- 家計の貯蓄

(4) 家計部門・消費分類別消費額

- 実質可処分所得
- 消費分類別価格比
- 実質利子率
- 消費者価格指数
- 15歳未満人口比率
- 65歳以上人口比率

(5) 産業部門別投資額

- 実質総生産
- 投資分類別価格比
- 実質労働コスト
- 実質原油価格

(6) 産業部門別輸入額

- 家計に対する販売
- 輸入価格
- 国内産業による家計に対する販売価格
- 為替レート
- ICT技術の発展指数
- 非ICT技術の発展指数
- 国内市場制度に関する指標

(7) 産業部門別平均労働時間

- 通常労働時間
- ICT技術の発展指数
- 非ICT技術の発展指数

(8) 産業部門別雇用者数

- 実質総生産
- 実質賃金コスト
- 労働時間
- 実質原油価格
- ICT技術の発展指数
- 非ICT技術の発展指数

(9) 産業部門別価格

- 単位あたり生産コスト
- 輸入価格
- ICT技術の発展指数
- 非ICT技術の発展指数

(10) 産業別輸出価格

- 他地域の輸出価格
- 全世界における必需財価格
- 為替レート
- 単位あたり労働コスト及び税
- ICT 技術の発展指数
- 非 ICT 技術の発展指数

(11) 産業別輸入価格

- 他地域の輸出価格
- 全世界における必需財価格
- 為替レート
- 単位あたり労働コスト及び税
- ICT 技術の発展指数
- 非 ICT 技術の発展指数

(12) 産業別平均収益

- 他産業の賃金率
- 国内賃金率
- 生産性
- 失業率
- 年金率
- 消費者価格
- 賃金の固定率

(13) 労働参加率

- 産業別総生産
- 実質賃金率
- 失業率
- 年金率
- 経済構造
- 平均労働時間

(14) 残余所得

- 総所得
- インフレ率
- 名目 GDP
- 利率

(15) 住宅投資

- 実質可処分所得
- 実質利率
- 15 歳未満人口比率
- 65 歳以上人口比率

(16) 通常生産額

- 同地域内他産業生産額
- 同産業他地域生産額
- ICT 技術の発展指数
- 非 ICT 技術の発展指数